



Liliana Louro Monteiro Cerejo

MESTRADO EM DIREITO E ECONOMIA DO MAR

**Portugal como Plataforma de Reexportação e Bancas de Gás Natural
Liquefeito**

**Orientador:
Professor Doutor Vasco Becker-Weinberg**

Junho 2019

Declaração de Compromisso de Anti Plágio

Declaro por minha honra que o trabalho que apresento é original e de minha autoria e que todas as citações estão corretamente identificadas. Tendo consciência de que a utilização de elementos alheios não identificados constituem uma grave falta ética e disciplinar.

Lisboa, 14-06-2019

(Liliana Louro Monteiro Cerejo)

Modo de citar

Este trabalho é citado de acordo com o disposto na Norma Portuguesa (NP 405-1 e NP405-4) do Instituto Português da Qualidade.

Na primeira citação identifica-se o nome do autor, o título completo da obra e o número das páginas. Na segunda citação e seguintes os elementos serão apresentados de forma abreviada.

A bibliografia apresentada no final corresponde à identificação completa de todos os elementos consultados e citados durante a elaboração deste trabalho.

Declaração do número total de caracteres

Nos termos das regras de estilo em vigor pela Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa declara-se que o corpo do relatório de estágio, incluindo espaços e notas, ocupa um total de 115.307 caracteres.

Agradecimentos

Com formação em gestão e após uma carreira de mais de 20 anos nessa área, com dois mestrados por concluir no meio, apresento esta tese de Mestrado na área do Direito e Economia do Mar.

Tal só foi possível graças:

- Professor Doutor Vasco Becker-Weinberg, pelo empenho e rigor que pôs neste projeto e por ter acreditado nele mais que eu própria.
- Professor Doutor Duarte Lynce Faria e ao Cte Eduardo Santos, pelo interesse e capacidade de tornar inteligíveis conceitos tão distantes da minha realidade.
- Carla Roque, pela infinita paciência e por me ter ensinado importância dos pontos finais.
- Mariana Correia e Margarida Pinto, pela disponibilidade e apoio na revisão.
- Todos os meus, amigos e familiares, pela fé que depositaram em mim e terem feito de Sines e do gás temas seus.
- À minha irmã por ser um fonte de inspiração em tudo o que faço.

A todos o meu Muito Obrigada!

Sumário

A “reexportação” de Gás Natural Liquefeito (GNL) a partir de Sines para o resto da União Europeia e a oferta de bancas de GNL nos portos Portugueses, são dois dos objetivos da Estratégia para o aumento da Competitividade Portuária, Resolução n. 175, 24 novembro de 2019.

Analizamos cada um para concluir que existem efetivamente oportunidades no curto médio prazo que passam por replicar atual modelo de Bancas no GNL.

Palavras Chave: Gás Natural Liquefeito; Segurança energética, Redes Transeuropeias de Energia (RTE-E); Bancas marítimas; Diretiva dos Combustíveis alternativos 2014/94; Descarbonização do transporte marítimo.

Abstract

LNG re-export from Sines to EU and LNG bunkering in Portuguese ports are among (Portuguese) Strategy for Maritime Competitiveness expressed in Resolution n.º 175/2017, from November 24th .

In the following chapters each objective is examined to conclude that LNG bunkering is effectively an opportunity in the short medium term if current bunkering model is replicated to LNG.

Key words: Liquefied Natural Gas; Energy security; Trans European Networks for Energy (TEN-E); Bunkering; Alternative fuel Directive 2014/94; Green Shipping.

Lista de Abreviaturas

AIE	Agência Internacional da Energia
CECA	Comunidade Europeia do Carvão e do Aço
CEE	Comunidade Económica Europeia
CEF	<i>Connecting Europe Facilities</i>
DGE	Direção Geral da Energia
EMPL	<i>Europe-Maghreb Pipeline</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	União Europeia
EUA	Estados Unidos da América
FSU	<i>Floating Storage Unit</i>
FRSU	<i>Floating Storage Regasification Unit</i>
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GPL	Gás de Petróleo Liquefeito
HFO	<i>Heavy Fuel Oil</i>
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MARPOL	Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição no Mar
MGO	<i>Maritime Gasoil</i>
NOC	<i>National Oil Company</i>
NOx	Oxido de Nitrogénio
PIC	Projetos de Interesse Comum
PM	Partículas Inaláveis
QAN	Quadro de Ação Nacional
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais
RPGN	Rede Pública de Gás Natural
RTE-E	Redes Transeuropeias de Energia
RTE-T	Redes Transeuropeias de Transportes
RTGN	Receção e Transporte de Gás Natural
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
SOx	Oxido de Enxofre
TAP	Trans Adriático Pipeline
TCF	Triliões de pés cúbicos
TCMA	Taxa de Crescimento Média Anual
TGL	Terminal de Gás Natural
UAF	Unidade de Armazenamento Flutuante
EU	União Europeia
ZCEs	Zonas de Controlo Emissões

Tabela de figuras

Figura 1- Crescimento da produção da produção do gás natural nos países e regiões selecionadas, 2017-23. Fonte International Energy Agency (https://www.iea.org/gas2018/).	12
Figura 2 - Partilha dos produtos energéticos de acordo com o consumo total final, em %, 2016 e o mix de consumo na Europa (28 países). Fonte: Comissão Europeia (https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3a.html).	16
Figura 3 - Importações líquidas de gás natural para a Europa. Fonte: Mackinsey(https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/how-did-the-european-natural-gas-market-evolve-in-2018).	17
Figura 4 - Terminais de importação de LNG na Europa. Fonte: King & Spalding, 2018; p. 7. ..	20
Figura 5 - Caraterização dos contratos de fornecimento de gás em vigor. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia 2017-2030 (revisto), p.13.....	22
Figura 6 – Origem das Importações de Gás Portuguesas. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, 2016, p.35.	23
Figura 7 – Consumo de gás por setor. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, 2016, p. 16.	24
Figura 9 - IMO - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016, p.48.	28
Figura 10 - IMO - Seatrade Maritime Events (http://ubm.seatrademaritimeevents.com/sulphur-cap-article/?cid=art_non_lead_Dan_con_00).	30
Figura 11 – Objetivo IMO 2050 de Redução de Emissões. Fonte: Lloyd's Register (https://www.lr.org/en/insights/articles/imo-ghg-strategy-what-does-it-mean/).	31
Figura 12 – Tipo e Intensidade de Emissões por tipo de Combustível. Fonte: DNV-GL 2018 DNV GL Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018 p.73.	39
Figura 13 – Navios com propulsão a GNL em 2018. Fonte: Fevre, Chris N LE, p.13.....	46

Índice

Agradecimentos

Sumário

Abstract

Lista de abreviaturas

Tabela de figuras

Introdução

Capítulo I Reexportação de GNL de Sines para a Europa

1. Enquadramento normativo Europeu	5
2. O valor estratégico do GNL para a segurança energética da UE	12
3. O potencial do Porto de Sines	21
4. Análise crítica	26

Capítulo II Bancas de GNL

1. Enquadramento regulatório	28
2. Viabilidade do GNL enquanto combustível marítimo	37
3. A vantagem competitiva de Portugal	45
4. Análise crítica	49

Capítulo III Portugal como plataforma de GNL

1. SWOT	50
2. Proposta	53

Conclusão	57
------------------	----

Bibliografia	59
---------------------	----

Introdução

A Estratégia para o Aumento da Competitividade da Rede de Portos Comerciais do Continente — Horizonte 2026, materializada na Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro¹, propõe-se posicionar Portugal como *Hub*² Gás Natural Liquefeito (GNL).

Em concreto pretendem-se criar condições para abastecimento de navios a GNL nos portos portugueses e “reexportação” GNL a partir de Sines para o resto da União Europeia. Ambos os objetivos pretendem potenciar a posição geoestratégica de Portugal, aproveitando o crescimento da oferta de GNL no mercado por via do aumento de produção nos Estados Unidos da América (EUA) mas têm enquadramentos e condições para objetivação distintas. Quando falamos de “reexportação” de GNL” estamos no domínio da energia, assumindo a segurança energética, de abastecimento, um papel de grande relevância, especialmente no caso europeu. Já quando nos propomos a “transformar o sistema portuário português numa «área de serviço» para abastecimento de navios a GNL” estamos ao nível da política de transportes, direito marítimo e direito europeu do mar.

Assim, iremos analisar separadamente, na primeira e segunda parte deste trabalho, a fundamentação da Resolução n.º 175 / 2017 para cada um dos objetivos e verificar a validade das respetivas premissas. Para na terceira parte apresentarmos a nossa proposta.

Antes de avançarmos é conveniente apresentar o gás, mais especificamente, a substância alvo de análise, o gás natural liquefeito (GNL), nomeadamente

¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro de 2017, publicada em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 227, de 24 de novembro. Disponível em <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/175/2017/11/24/p/dre/pt/html>.

² Daqui em diante designado, plataforma. Para definição de “Hub”, Song, Dong-Wook e Panayides, Photis M.

algumas particularidades que devem ser consideradas quando se pretende lançar as bases para uma infraestrutura.

O gás natural é mais leve que o ar, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente, permanece no estado gasoso e dissipa-se rapidamente na atmosfera; é incolor, queima com uma chama quase impercetível; e é inodoro, é, por uma questão de segurança, odorizado antes da comercialização.

A forma gasosa tem sido, simultaneamente, a grande vantagem e limitação do gás relativamente aos outros combustíveis fósseis. O gás não requer, ao contrário do petróleo, grandes processos de transformação, é mais simples e menos perigoso³ e tem uma queima significativamente mais eficiente e mais limpa, com menos emissões de carbono que o petróleo ou o carvão⁴. Mas o gás não é isento de externalidades ambientais negativas e a controvérsia sobre o impacto das emissões de metano, nomeadamente na produção de gás não convencional, tem sido grande⁵ e não é crível uma utilização intensiva a longo prazo. O gás é cada vez mais encarado como uma energia de transição da era fóssil para a renovável. O grande obstáculo à utilização de forma mais massiva do gás tem sido e é o transporte, bem mais complexo no caso de um gás que de um líquido. O gás na sua forma gasosa tem de ser transportado em gasodutos, que exigem investimentos de longo prazo e rigidificam oferta e procura, ou seja, na prática acabam por criar “amarrar” no médio longo prazo países produtores e consumidores.

O GNL é, como o próprio nome indica, gás na forma líquida, límpido, incolor e não tóxico, resultado de um processo de arrefecimento até cerca de -162 C° e “limpeza”, onde são retiradas impurezas como poeiras e carbono, que resulta no

³ De Sousa, E. Caetano - Como o Gás se Move no Sistema Internacional. Lisboa: Chiado Books. 2018.

⁴ *Supra* note (3).

⁵ Em 2014, o Painel Intergovernamental das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (IPCC) considerou que uma tonelada de metano tem um potencial de aquecimento global 28 vezes superior a uma tonelada de dióxido de carbono. Contudo, o IPCC reconheceu, três anos depois, efeitos positivos resultantes da crescente utilização industrial e doméstica do gás, em substituição do carvão.

aumento da sua densidade e de uma diminuição de mais de 600 vezes do seu volume⁶.

O GNL pode ser armazenado em tanques, a uma pressão próxima da pressão atmosférica e transportado, em navios tanque (metaneiros) ou, em menores quantidades, por camião cisterna ou contentor. Ou seja, independentemente da origem ou do destino o GNL requer centrais de liquidação do lado exportador e de regaseificação do lado importador, como aquela que a REN opera em Sines.

Importa notar que, tanto a bordo como em terra, o isolamento dos tanques nunca é absoluto e o aquecimento gradual, ainda que ligeiro, dos tanques resulta em evaporação de (uma pequena) parte do GNL, o chamado efeito *boil-off*⁷, comprometendo o armazenamento por longos períodos e levando a que também no GNL a oferta seja pouco elástica mas também esta realidade já começou a mudar.

E um dos grandes responsáveis por essa mudança são os EUA que, contrariando as expectativas iniciais, têm vindo a impor o gás e o petróleo não convencionais e a mudar o panorama energético mundial. Por gás (e petróleo) não convencional, entende-se o gás extraído a maior profundidade, com recurso a técnicas⁸ com um impacto ambiental ainda desconhecido, mas sempre superior ao da exploração convencional⁹ e com uma taxa de aproveitamento inferior¹⁰. Contudo, o fato de se tratar de processos próximos dos industriais, permitiram rápidos avanços dos últimos anos em termos de produtividade¹¹, que

⁶ De Sousa, E. Caetano, op. cit.

⁷ Segundo as estimativas, o *boil-off* poderá ser na ordem dos 2% diários, leva a um maior volume do gás e logo a um aumento da pressão.

⁸ Fraturamento hidráulico no caso do xisto e de perfuração horizontal no folheto mais informação em Chiodi, A. et al. - Unconventional oil and gas resources in future energy markets: A modelling analysis of the economic impacts on global energy markets and implication for Europe. Luxembourg Publications. 2016. [Consult. 04 de maio de 2018]. Disponível em: http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916_kj1a28275enn.pdf.

⁹ Chiodi, A. et al., *supra* note (8).

¹⁰ Moniz, E. J. et al. – The Future of Natural Gas: An interdisciplinary Mit Study. The Future of Natural Gas. Massachusetts Institute of Technology. 2011. ISBN (978-0-9828008-3-6). Disponível em: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas.pdf>.

¹¹ Os processos de produção de gás não convencional, são tipicamente processos industriais, mais fáceis de mapear, replicar e melhorar descrição mais detalhada em Chiodi, A. et al.

levaram a que hoje, a sua oferta seja mais elástica que na tradicional exploração de combustíveis fósseis.

É neste contexto multidimensional, onde interagem ambiente, política, economia e tecnologia, em rápida transformação e sob o crescente foco da opinião pública, que se pretende discutir a pertinência de transformar Portugal numa plataforma de GNL e respetivo modelo de implementação.

Capítulo I

Reexportação¹² de GNL de Sines para a União Europeia (UE)

1. Enquadramento normativo Europeu

A construção do projeto europeu tem também na sua génese a preocupação pela segurança energética. Com efeito, a CECA – Comunidade Europeia do Carvão e do Aço¹³ (1951), era uma União Aduaneira energética e, em 1957, em Roma, quando se assina o Tratado da Comunidade Económica Europeia¹⁴, assina-se também o Tratado da Comunidade de Energia Atómica¹⁵.

Meio século volvido, a União Europeia (UE) é hoje confrontada com a dimensão da sua dependência energética e o risco que ela acarreta para o futuro do próprio projeto europeu. Veja-se, como principais exemplos disso mesmo, os cortes no fornecimento de gás em 2006 e 2009, resultantes da crise russo-ucraniana.

Foi precisamente no seguimento do corte no fornecimento de 2006, que a UE aprovou a Diretiva n.º 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho¹⁶, que estipula novas formas de cálculo para o “*nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos*”¹⁷ por Estado-Membro e são traçadas as novas linhas para as Redes Transeuropeias de Energia (RTE-E)¹⁸.

¹² Tecnicamente, não é reexportação uma vez que, de acordo com Resolução, o GNL se destinaria à UE. Aplicar-se-ia o regime aduaneiro trânsito externo ou entreposto aduaneiro consoante o momento e local de entrada em livre prática, conforme refere Pereira, Tânia Carvalhais et al, pp. 41-84.

¹³ Eur-Lex - Document 11951K/CDT/P12. Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560376168066&uri=CELEX:11951K/CDT/P12>.

¹⁴ Eur-Lex - Tratado de Roma (CEE). Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:xy0023&from=PT>.

¹⁵ Eur-Lex - Document 11957A/PRO/N. Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560376467870&uri=CELEX:11957A/PRO/N>.

¹⁶ Diretiva 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho de 2006, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 217/8- L 217/15, de 8 de agosto de 2006. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006L0067&from=EN>.

¹⁷ Diretiva 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho de 2006.

¹⁸ Decisão n.º 1364/2006/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de setembro, publicada em 6 de setembro, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 262/1- L 262/23, de 22 de setembro de 2006. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32006D1364>.

Muito embora as RTE – E tenham sido lançadas com o Tratado de Maastricht¹⁹ (1992) a par com as redes transeuropeias de transportes e telecomunicações, como alicerces para o mercado interno, é nesta altura que é reconhecida a sua real importância, pelo potencial para serem mais do que uma mera medida mitigadora e agir relativamente às causas subjacentes à dependência energética da EU.

A partir daqui a urgência de uma política energética integrada para a UE, assente no mercado interno, entra na agenda União, como se vê pelas Comunicações da Comissão²⁰ e do Conselho²¹, logo no início de 2007.

Subsequentemente, em 2009, a UE aprovou a revisão dos métodos de cálculo das reservas, através da entrada em vigor da Diretiva 2009/119/CE, de 14 de setembro²², que determina que a *“armazenagem de determinados Estados-Membros deva ser estabelecida com base no nível do consumo interno de petróleo e não com base nas importações”*. Nestes termos, os Estados-Membros deviam *“assegurar, o mais tardar em 31 de dezembro de 2012, a manutenção por sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio.”* Além de procurar prevenir perturbações do abastecimento e atenuar o seu impacto, esta Diretiva criou um mecanismo de coordenação de resposta em situações de emergência.

¹⁹ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, n.º C 191 /1, de 29 de julho de 1992. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:11992M/TXT>.

²⁰ COM (2007) 1 final, de 10 de janeiro, Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, relativa a Uma política energética para a Europa. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007DC0001&from=PT>.

²¹ Conselho da União Europeia – Conselho Europeu de Bruxelas – 8/9 de março de 2007, Conclusões da Presidência. 7224/1/07 REV1, de 9 março de 2007. Disponível em https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/pt/ec/93149.pdf.

²² Diretiva 2009/119/CE do Conselho, de 14 de setembro de 2009, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, n.º L 265/9, de 9 de outubro de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0119&qid=1560375975826&from=PT>.

O mesmo entendimento esteve subjacente ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro²³, que revoga a Diretiva n.º 2004/67/CE, de 26 de abril²⁴, *“permitindo a execução de medidas excecionais quando o mercado já não for capaz de assegurar o necessário aprovisionamento de gás e prevendo uma definição e uma atribuição claras de responsabilidades entre as empresas de gás natural, os Estados-Membros e a União, tanto em termos de Ação preventiva como de reação a perturbações concretas do aprovisionamento (...) estabelece também mecanismos de transparência, num espírito de solidariedade, para a coordenação do planeamento e para a resposta em caso de emergência ao nível dos Estados-Membros, das regiões e da União”*.

Assim, em 2009, surge o terceiro pacote do gás²⁵ e da eletricidade da UE que pretende abordar a questão energética de uma forma mais concertada e global, designadamente através de cinco instrumentos, dos quais três aplicam-se ao gás, com o objetivo de consolidar e aprofundar o mercado interno, no entanto em termos de medidas concretas de mitigação da dependência energética externa é particularmente neutro²⁶, nomeadamente no que diz respeito à obrigação da separação (*unbundling*) entre a gestão da infraestrutura e retalho.

O primeiro instrumento, o Regulamento n.º 713/2009, de 13 de julho²⁷, institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia para *“colmatar a lacuna regulamentar existente a nível comunitário e contribuir para o funcionamento*

²³ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 295/1-L 295/22, de 12 de novembro de 2010. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2010:295:FULL&from=PT>.

²⁴ Publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 127/92- L 127/96, de 29 de abril de 2004. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560377004051&uri=CELEX:32004L0067>.

²⁵ O primeiro, expresso na Diretiva 90/377/CEE de 29 e Diretiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, visava acabar com monopólios estatais. O segundo, estabelece a separação entre a gestão da infraestrutura e retalho (*unbundling*), inicialmente com a Diretiva 98/30/CE, dirigida às grandes redes e depois com a Diretiva 2003/55/CE, que revoga anterior e estipula que todos os consumidores deverão ter opção de escolha até 1 julho de 2007. Portugal que havia obtido uma derrogação para a primeira Diretiva, transpõe a segunda em 2006, através pelo Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e a completa liberalização do mercado só se dá em 2010. Mais informação em <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>.

²⁶ Gala, Francisco Briosa - O fornecimento de gás natural à União Europeia questões de segurança energética. 2013. Coimbra: Coimbra Editora.

²⁷ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211, de 13 de julho de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:02009R0713-20130601&from=pl>.

efetivo dos mercados internos da eletricidade e do gás natural”. O segundo, o Regulamento (CE) 715/2009, de 13 de julho²⁸, prevê as condições de acesso às redes de gás natural. E o terceiro, a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho³⁰, cria as regras comuns para o mercado interno do gás natural.

Ao longo da última década são múltiplas as referências da Comissão à dependência e segurança energética³¹. Logo, em 2010, na Estratégia de Energia 2020³², a Comissão reconhece que *“apesar das graves crises de fornecimento de gás (...) ainda não existe uma abordagem comum em relação aos países parceiros, fornecedores ou de trânsito”* (...) e mais à frente, apresenta, como uma das suas ações, o estabelecimento de parcerias privilegiadas com parceiros chave, sejam fornecedores sejam países de passagem, enquanto se procura diversificar as importações de energia³³.

No ano seguinte, continua o acento tónico na dimensão externa da política da energia. Na COM (2011) 539, de 7 de setembro³⁴, destaca-se a cooperação transfronteiriça entre a UE e países vizinhos e a Comissão propõe quatro

²⁸ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L212/36- L212/54, de 14 de agosto de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=DE>.

²⁹ Entretanto revogado pelo Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L72/1-L72/28, de 13 de março de 2017, Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R0459>.

³⁰ Publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211/94-L211/136, de 14 de agosto de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&qid=1560379024293&from=PT>.

³¹ COM (2014) 0015, de 22 janeiro. Disponível em [http://www.europarl.europa.eu/RegData/docs_autres_institutions/commission_europeenne/com/2011/0539/COM_COM\(2011\)0539_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/docs_autres_institutions/commission_europeenne/com/2011/0539/COM_COM(2011)0539_EN.pdf), COM (2014) 330 final, de 28 de maio [Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>], COM (2014) 520 final, de 23 de julho [Disponível em https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f0db7509-13e5-11e4-933d-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_1&format=PDF] e COM (2015) 80 final, de 25 de fevereiro [Disponível em https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC_1&format=PDF].

³² COM (2010) 639 final, de 10 de novembro, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Energia 2020, Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura. Disponível em: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/PT/1-2010-639-PT-F3-1.Pdf>.

³³ A Estratégia de Energia 2020 é concretizada na Diretiva n.º 2012/27/UE, de 25 outubro, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L315/1-L315/56, de 14 de novembro de 2012. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&qid=1560379756919&from=PT>.

³⁴ Decisões – Decisão EUMM Geórgia/2/2011/, de 14 de setembro de 2011, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L238/32, de 15 de setembro de 2011. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560423855482&uri=CELEX:32011D0539>.

prioridades para a política energética da UE: *"construir a dimensão externa do mercado interno de energia; fortalecer parcerias para energia segura, sustentável e competitiva; melhorar o acesso à energia sustentável para os países em desenvolvimento; e melhor promoção das políticas da UE para além das suas fronteiras"*.

Em 2013, a Comissão publicou o Livro Verde³⁵, *Um quadro para as políticas de clima e energia em 2030*, com o propósito de clarificar os objetivos e dar previsibilidade de todo o enquadramento energético que desse segurança aos operadores para investir em formas de energia mais limpa, facilitando, assim, a transição para economia hipocarbónica. Aí pode ler-se que *"é necessário viabilizar a futura exploração dos recursos internos de petróleo e gás, tanto convencionais como não-convencionais, de uma forma ambientalmente segura, pois poderão contribuir para reduzir os preços da energia e a dependência da UE em relação às importações. (...) uma maior diversificação das rotas do aprovisionamento energético poderá melhorar a concorrência nos mercados da energia, além de poderem ser conseguidas poupanças significativas a longo prazo por meio de investimentos na eficiência energética"* (..) *"mas nenhum dos objetivos da política energética pode ser alcançado sem ligações à rede adequadas"*³⁶ e, apesar do pacote legislativo de 2009/2010 para a energia ser abrangente, a questão das infraestruturas não tem sido verdadeiramente endereçada.

Assim, surge em 2013, o Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de abril³⁷, do Parlamento e do Conselho, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a anterior Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos no âmbito do terceiro pacote da energia (Regulamento

³⁵ Com (2013) 169 final, de 27 de março, Livro Verde - Um quadro para as políticas de clima e de energia em 2030. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013DC0169&qid=1560382275841&from=PT>.

³⁶ Com (2013) 169 final, p.12.

³⁷ Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril de 2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L115/39-L115/75, de 25 de abril de 2013. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=en>.

(CE) n.º 713/2009, de 13 de julho³⁸, Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho³⁹ e Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho⁴⁰)⁴¹. Os *projetos classificados como PIC beneficiarão de procedimentos de concessão de licenças acelerados e racionalizados, de um melhor tratamento regulamentar e — quando adequado — de apoio financeiro no âmbito do Connecting Europe Facility (CEF)*”. No caso do gás são⁴²:

- *Norte-Sul de gás natural na Europa Ocidental («NSI West Gás»), a fim de diversificar as vias de aprovisionamento e aumentar a capacidade de entrega do gás a curto prazo;*
- *Interconexões Norte-Sul de gás natural na Europa Centro-Oriental e do Sudeste («NSI East Gás»), infraestruturas de gás para as ligações regionais entre a região do Mar Báltico, os mares Adriático e Egeu, o Mediterrâneo Oriental e o Mar Negro, e no interior destas regiões, e para aumentar a diversificação e a segurança do aprovisionamento de gás;*
- *Corredor Meridional de Gás («SGC»): infraestruturas para o transporte de gás natural da bacia do Cáspio, da Ásia Central, do Médio Oriente e da bacia do Mediterrâneo Oriental para a União, a fim de aumentar a;*
- *Plano de Interconexão do Mercado Báltico da Energia no setor do gás («BEMIP Gás»), infraestrutura de gás destinada a pôr termo ao isolamento dos três Estados Bálticos e da Finlândia e à sua dependência de um único fornecedor, a reforçar as infraestruturas da rede interna em conformidade, bem como a aumentar a diversificação e a segurança dos abastecimentos na região do Mar Báltico.*

³⁸ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211/1-L211/14, de 14 de agosto de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&qid=1560390104644&from=PT>.

³⁹ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211/15-L211/35, de 14 de agosto de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&qid=1560389899245&from=PT>.

⁴⁰ Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211/26-L211/54, de 14 de agosto de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&qid=1560390104644&from=PT>.

⁴¹ Atualmente, há 248 PICs com fundos disponíveis do *Connecting Europe Facilities* (CEF), entre 2014-2020, de 4.7 bilhões de Euros, entre 2014 e 2020, em oito corredores : Rede Offshore do Mar do Norte; Europa Ocidental NS electricidade; Norte-Sul na Europa Central e Oriental electricidade; Mercado de Energia do Báltico na electricidade; Norte-Sul na Europa Ocidental gás; Norte-Sul na Europa Central e Oriental gás; Corredor de gás do sul; Báltico em gás.

⁴² Regulamento 347/2013, de 17 de abril, Anexo I.

Especificamente para o GNL é publicada, em 2016, a “Estratégia da EU de Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás⁴³”, Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões, de 16 de fevereiro. A Estratégia começa por identificar o aumento da oferta mundial de GNL como uma oportunidade para a segurança energética da UE e coloca a efetivação do mercado interno a par com a infraestrutura e cooperação internacional como condições necessárias para facilitar o acesso de todos os Estados-Membros aos mercados internacionais de GNL. O Regulamento (UE) n.º 1938/2017, de 25 de outubro⁴⁴ surge para dar resposta a esta necessidade de aprofundamento.

Em 2018, continua a enfatizar-se o quão críticas são novas infraestruturas de gasodutos, bem como, novos terminais GNL para a segurança energética, assim como a abertura de um corredor a sul para abastecer aproximadamente entre 10% a 20% das necessidades de gás da UE em 2020⁴⁵. A este respeito, em 2018, Jean-Claude Juncker, referiu que a UE estaria disposta a facilitar mais importações de GNL dos EUA, e que as crescentes exportações de GNL dos EUA a preços competitivos, poderiam desempenhar um papel estratégico cada vez mais importante no âmbito do aprovisionamento de gás da UE⁴⁶.

Neste contexto, e conforme referido, o Oceano Atlântico é estratégico, e nele, o Porto de Sines. Com efeito, importa recordar que, dois anos antes, em 2016, já tinha visitado o Porto de Sines o primeiro metaneiro com carga dos EUA.

⁴³ COM (2016) 49 final, de 16 de fevereiro, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0049&from=EN>

⁴⁴ Relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 28 de outubro, publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L280/1-L280/56, de 28 de outubro de 2017. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938&from=PT>.

⁴⁵ European Commission - Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe. 2018. ISBN 978-92-79-68070-0. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo_vadis_executive_summary_16feb18.pdf

⁴⁶ Comissão Europeia - Declaração conjunta UE-EUA de 25 de julho: As importações da União Europeia de gás natural liquefeito (GNL) dos Estados Unidos estão a aumentar. Comissão Europeia. 9 de agosto 2018. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-4920_pt.pdf.

2. O valor estratégico do GNL para a segurança energética⁴⁷ da UE

O relatório da Agência Internacional da Energia (AIE) sobre o mercado do gás em 2017 e respetiva evolução até 2022, refere que “[o] gás vai crescer mais que o petróleo e o carvão nos próximos cinco anos, ajudado pelos preços baixos, ampla oferta e o seu papel na redução poluição do ar e outras emissões”⁴⁸.

De fato, sendo o combustível fóssil menos intensivo em carbono, o gás tende a ser olhado como energia de transição,⁴⁹ entre os hidrocarbonetos e o novo paradigma das renováveis e energias mais limpas ainda a ser descoberto.



Figura 1- Crescimento da produção da produção do gás natural nos países e regiões selecionadas, 2017-23. Fonte International Energy Agency (<https://www.iea.org/gas2018/>).

Os setores industrial e de transporte são os principais responsáveis por este crescimento. O gás utilizado para produção de energia tem, nas palavras do próprio relatório, um crescimento modesto na casa de 1%, com o fraco crescimento da procura da eletricidade, nos mercados maduros, a encontrar resposta nas renováveis. Na Europa esta realidade está bem refletida. Mesmo o Reino Unido que, desde 2013, tem prosseguido uma clara política de substituição do carvão pelo gás na produção de energia, alcançando (só) com

⁴⁷ De acordo com a International Energy Agency (c), a segurança energética caracteriza-se por disponibilidade ininterrupta de a energia a preços acessíveis

⁴⁸ International Energy Agency (a) - GAS 2017: Analysis and Forecast to 2022. France: IEA/OECD. [Consult. 11 de maio de 2018]. Disponível em <https://webstore.iea.org/market-report-series-gas-2017>, p. 2.

⁴⁹ Chiodi, A. et al., op. cit, p.4.

isso, uma redução de 3% nas emissões e ultrapassando os objetivos de Paris⁵⁰, registou em 2017 uma perda, cerca de 3%, da quota do gás para cogeração⁵¹. A consolidação da utilização das energias renováveis na produção de eletricidade, sendo já a segunda fonte com 29,4%⁵² e o papel já praticamente residual do carvão (6,7%)⁵³ deixam antever que mesmo no Reino Unido, considerado um caso de estudo a este respeito, o gás não crescerá no futuro próximo.

Por oposição, nos EUA, maior produtor mundial de GNL, vai continuar-se a assistir a uma forte utilização do gás, não tanto na produção elétrica, onde o previsível aumento do preço gás desacelerará o ritmo de substituição do carvão, mas essencialmente no setor industrial. Os EUA, México e Canadá representarão um quarto de consumo mundial de gás em 2022 prevê o relatório⁵⁴.

Contudo, o maior responsável pelo aumento da utilização de gás até 2022 é a China, mais concretamente 40% do crescimento perspetivado pelo relatório⁵⁵. Aí, muito incentivado pelas políticas para melhoria da qualidade do ar, o gás terá uma utilização cada vez mais transversal da produção de energia elétrica, à indústria ou consumo doméstico.

Em todo o continente asiático, os preços baixos do gás, nomeadamente do GNL, farão com que o gás deixe de ser uma energia relativamente residual e passe a ser cada vez mais utilizado para alimentar o seu rápido crescimento económico. Índia, Bangladesh e Paquistão, são exemplos disso mesmo. A exceção poderão ser o Japão e a Coreia. Estes dois países só por si absorveram 45% do GNL negociado em 2016, mas o abalo sísmico no Japão e o contexto geopolítico na

⁵⁰ Wilson, G. e Stafell, I. - Rapid fuel switching from coal to natural gas through effective carbon pricing. The University of Sheffield. [Consult. 14 de junho de 2018]. Disponível em: <http://eprints.whiterose.ac.uk/127309/>.

⁵¹ Department for Business, Energy & Industrial Strategy - UK Energy Statistics, 2017 & Q4 2017, Statistical Press Release, 29 march 2018, [Consult. 16 de junho de 2018]. Disponível em <https://www.gov.uk/government/news/uk-energy-statistics-statistical-press-release-march-2018>.

⁵² *Supra* note (51).

⁵³ *Supra* note (51).

⁵⁴ International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p.3.

⁵⁵ International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p.2.

Coreia, levaram a um abrandamento do crescimento já em 2017, não sendo evidente, em ambos os casos, a evolução no curto prazo.

O mesmo relatório⁵⁶ aponta crescimento na casa dos 2% e 3%, nos países ricos em hidrocarbonetos do Médio Oriente e Africa, respetivamente. Para a América Latina é pontado um crescimento de 1,3%. Já na Rússia e na Europa o cenário é mesmo de estagnação, tanto em termos de consumo como produção.

Se a China é responsável pelo maior crescimento do consumo, os EUA serão da produção e, de acordo com o mesmo relatório da IEA na mesma proporção, 40%. Estima-se que, em 2022, os EUA vão produzir 22% do total de gás produzido mundialmente,⁵⁷ com mais de metade da produção a ser exportada sobre a forma de GNL, o que dará a este país condições para disputar a liderança do mercado GNL, juntamente com a Austrália e o Qatar, que é o maior exportador mundial com quase um terço do mercado⁵⁸. Assim, em 2022, 70% da capacidade de liquidação estará nos EUA e Austrália⁵⁹.

No entanto, o potencial de crescimento da Rússia é grande. Desde logo, com o emblemático projeto “*Power of Siberia*”, com uma extensão de 3000 Km⁶⁰, poderá vir a ser maior ligação do género e tem potencial para aumentar exponencialmente a exportação de gás para Ásia, agora, na casa dos 7%⁶¹. Com efeito, a Rússia, atualmente o segundo maior produtor mundial gás, tem ambição de estender a sua liderança ao GNL e assumir a liderança mundial de GNL⁶². O projeto Yamal, mostra bem que a Rússia ainda tem muitas reservas por explorar, com potencial para alterar equilíbrios regionais e mundiais com as suas exportações, seja sob a forma de GNL ou de gás convencional. Em pouco mais

⁵⁶ International Energy Agency (a), 2017, op. cit.

⁵⁷ International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p. 4.

⁵⁸ De Sousa, E. Caetano, op. cit.

⁵⁹ McKinsey & Company - Global Gas & LNG Outlook to 2035: Energy Insights. September 2018. [Consult. a 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/solutions/energy-insights/global-gas-lng-outlook-to-2035/download-global-gas-lng-outlook>.

⁶⁰ Gazprom – Projects. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/3/>.

⁶¹ De Sousa, E. Caetano, op. cit.

⁶² De Sousa, E. Caetano, op. cit., p.195.

de um ano, desde que iniciou a sua atividade no final de 2017⁶³ até 4 fevereiro, o Yamal, explorou, liquidificou e embarcou, 10 milhões de toneladas⁶⁴ de GNL.

De fato desde as crises da Ucrânia, a Rússia tem vindo a construir outras alternativas, seja através do Báltico (Nord Stream 2) até à Alemanha seja pelo Mar negro até à Turquia (Turkstream) e a percentagem de gás que chega, agora, à Europa via Ucrânia é cerca de metade⁶⁵. Ainda assim, nenhum dos projetos estará a funcionar em pleno a 31 de dezembro de 2019, altura em que acaba o contrato entre a Gazprom e a sua contraparte Ucraniana, Naftogaz, pelo que a Europa pode voltar a enfrentar problemas de abastecimento, entre 2020 e 2025, nomeadamente, nos meses de pico no inverno, entre 2020 e 2025⁶⁶.

Em 2017, a UE aumentou pelo terceiro ano consecutivo o seu consumo energético, em particular o consumo de energia primária⁶⁷, com uma variação homóloga de 1%, a UE chegou ao fim de 2017 com 5,3% acima do objetivo para 2020⁶⁸. Se como é previsível a produção mantiver a trajetória proporcionalmente desce, 1% em 2015⁶⁹ e 1,6% em 2016⁷⁰, o deficit energético da UE de 53,6% em 2016⁷¹, continuará a aumentar, situação que se agravará significativamente no curto prazo com a saída do Reino Unido, segundo país produtor da UE (15,3%)⁷².

⁶³ Yamal LNG – Press Center: News. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://yamallng.ru/en/press/news/37035/>.

⁶⁴ Yamal LNG, op. cit.

⁶⁵ De Sousa, E. Caetano, op. cit.

⁶⁶ Pirani, S. - Russian gas transits through Ukraine after 2019: the options. The Oxford Institute for Energy Studies. November 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-ukraine-2019-options/>.

⁶⁷ Mede o consumo energético total, incluindo a energia consumida para produzir energia, conforme refere a Eurostat (c).

⁶⁸ Eurostat (c) – Newsrelease. Energy Consumption 2017 26/2019. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em <https://ec.europa.eu/eurostat/en/news/news-releases>.

⁶⁹ Eurostat (d) - Statistics Explained. Energy production and Imports. Julho 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Production_of_primary_energy_decreased_between_2006_and_2016

⁷⁰ *Supra* note (69).

⁷¹ *Supra* note (69).

⁷² Apesar de na década 2004-2014, ter visto a sua produção total de energia reduzida em mais de metade, o Reino Unido foi em 2016 é o segundo maior produtor da União, representado 15,8%, ultrapassando a Alemanha com 15,3%. A França posiciona-se como principal produtor de energia europeu (17,3%), muito graças à energia nuclear, quase de 80% da produção francesa. A energia nuclear é aliás principal fonte energética da União, com um peso de 28,7%, as fontes renováveis aparecem imediatamente atrás, contribuindo já para mais de ¼ (27,9%) do

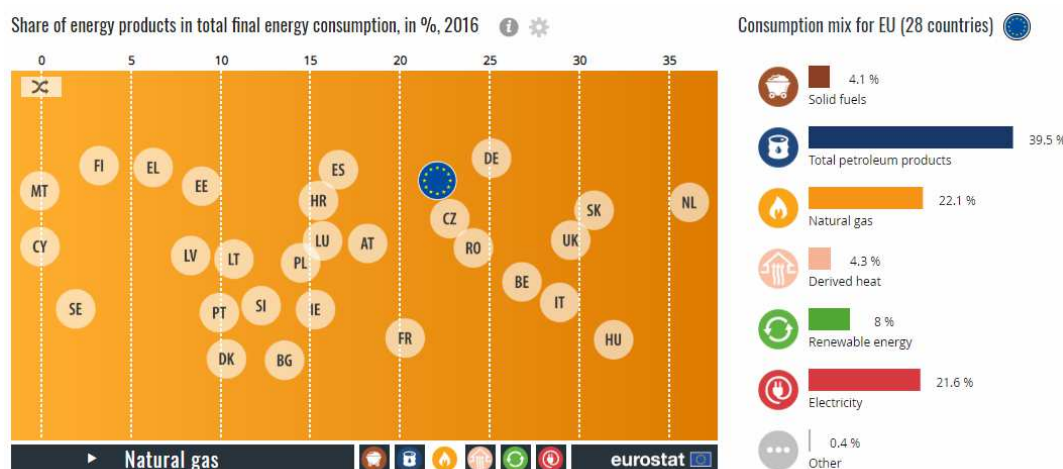


Figura 2 - Partilha dos produtos energéticos de acordo com o consumo total final, em %, 2016 e o mix de consumo na Europa (28 países). Fonte: Comissão Europeia (<https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3a.html>).

Se focarmos exclusivamente no gás, cerca de 22%⁷³ do consumo de energia final da UE, a produção caiu 2% e o consumo, muito embora a variação homóloga negativa do último trimestre por via de temperaturas acima da média, manteve a tendência de crescimento na casa dos 6%, atingindo o valor mais alto desde 2010.

Portugal foi o segundo país onde o crescimento mais se fez sentir, com 22%, atrás da Holanda (30%) e seguido de perto pela Grécia (21%) e Croácia (14%). A Alemanha e o Reino Unido mantêm-se como maiores consumidores absolutos da UE, sendo que no segundo, como mencionado atrás, houve uma retração do consumo em 2017. A Alemanha manteve a trajetória ainda que a ritmo mais lento de 3%. Se alargamos o espectro de análise aos últimos três anos, verificamos que na UE, como um todo, o consumo de gás aumentou 17% desde 2014, com a Grécia e Portugal a registarem as maiores taxas de crescimento, 68% e 54%

cabaz da União, o restante é de origem fóssil, 17,5% carvão; a produção de gás a descer para 14 % e o petróleo, 9,8%, conforme refere a Eurostat (c).

⁷³ Eurostat (c), op. cit.

respetivamente. A Alemanha com um crescimento acumulado da UE desde 2014, 36%, manteve a trajetória ainda que a ritmo mais lento de 3%.⁷⁴

Neste quadro, a UE viu aumentar em 2017 a sua dependência, com as importações de gás a crescerem 11%, com destaque para a Holanda que pela primeira vez se tornou importador líquido de gás. Este aumento refletiu-se, naturalmente, nas principais origens, com exceção da Líbia. Rússia (+12%), Noruega (+9%) e Argélia, por gasoduto, mas também o GNL, registaram um aumento das suas exportações para a UE. As quotas de mercado mantiveram-se relativamente estáveis, ainda assim, a Rússia consolidou a sua posição de primeiro fornecedor, passando de 42% para 43%. A Rússia é aliás o maior fornecedor de energia da UE, seguida pela Noruega (34%), com as importações de via gasoduto do norte de africa, e a Argélia e Líbia, a manterem uma quota de 11%.

Natural gas net imports to Europe, bcm

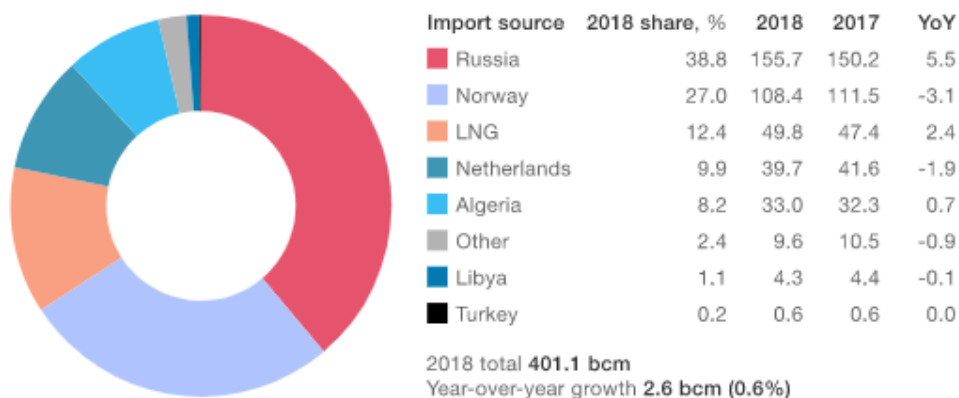


Figura 3 - Importações líquidas de gás natural para a Europa. Fonte: Mackinsey(<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/how-did-the-european-natural-gas-market-evolve-in-2018>).

De acordo com a Resolução, as importações por via marítima de GNL têm potencial para substituir 30% das importações de gás da Rússia, podendo Sines

⁷⁴ European Commission - Quartely Report on European Gas Markets: Market Observatory for Energy. Volume 10, (issue4; fourth quarter of 2017). B1049 Brussel – Belgium. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2017_final_20180323.pdf.

absorver 3,5% dos 30%⁷⁵, contribuindo assim para a segurança energética da UE.

Com efeito é relativamente unânime⁷⁶⁷⁷ que o crescimento do comércio internacional de gás, no curto e médio prazo, será superior no GNL que no gás convencional. *“O gás natural cresce fortemente, sustentado por uma ampla procura, fortes aumentos no fornecimento de baixo custo e contínua expansão do fornecimento de gás natural liquefeito”*⁷⁸.

Desde o início deste século, o número de países a importar GNL quadruplicou, os países fornecedores duplicaram e quantidades comercializadas triplicaram. Em 2017, registou-se um aumento de 29 milhões de toneladas, 30% acima do esperado, atingindo um total de 300 milhões de toneladas transacionadas ⁷⁹. Contudo e apesar das elevadas taxas de crescimento, importa notar que ainda estamos longe de poder falar de um mercado de GNL globalizado, em 2022, 72% do gás continuará a ser consumido na mesma região onde é produzido⁸⁰.

O GNL, em termos globais, representou, em 2017, 14% do total das importações de gás da UE, com origem esmagadoramente no Qatar (41%), seguido pela Nigéria (19%), Argélia (17%), Peru (7%), Noruega (7%), Estados Unidos (4%) e Trinidad e Tobago (3%). No caso específico dos EUA, em 2017, a UE absorveu 13% do total das exportações deste país, com a França a tornar-se o nono Estado Membro a importar GNL norte-americano e; Portugal a ser o país onde tem uma maior quota de mercado, 12% das importações de GNL.

O gás em geral e o GNL em particular têm na Península Ibérica uma preponderância superior à média da UE, ainda que longe da alcançada na Holanda e Reino Unido. Só a Espanha detém 40% da capacidade de tancagem

⁷⁵ Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro de 2017, p.6212.

⁷⁶ Chiodi, A. et al., op. cit.

⁷⁷ BP - Energy economic, Energy Outlook 218 Edition. [Consult. 31 de maio de 2018]. Disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>.

⁷⁸ *Supra* note (77), S.81.

⁷⁹ Shell – Shell LNG Outlook 2018. [Consult. 23 de junho de 2018]. Disponível em <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>.

⁸⁰ De Sousa, E. Caetano, op. cit.

⁸⁰ McKinsey & Company, op. cit.

da UE e sete terminais de regaseificação, um dos quais inativo, Gijón. Mas importa realçar que esta oferta de regaseificação, teve durante todo o início do século XXI claramente subaproveitada, com taxas médias de utilização muito baixas a rondar os 20% a 25%⁸¹. Esta realidade começou a mudar com a maior disponibilidade de GNL⁸² e a sua crescente participação no cabaz energético da Europa.

Veja-se o inverno de 2017/2018, onde os efeitos da combinação de temperaturas particularmente baixas em alguns países com problemas técnicos nos gasodutos a norte e a sul, foi mitigada pelo recurso a GNL e pelas medidas de gestão de crises implementadas já em 2017⁸³.

Na Europa⁸⁴, existem, atualmente 28 grandes terminais de importação/regaseificação GNL, 4 na Turquia e os restantes 24 em países da UE, 23 dos quais em terra e uma unidade de armazenamento flutuante (*Floating Shipping Unit* - FSU) em Malta. Existem também 8 instalações de GNL de pequena escala na Europa (na Finlândia, Suécia, Alemanha, Noruega e Gibraltar). De destacar, que os três novos terminais de importação entraram em operação 2017: duas FSRUs na Turquia e a Delimara LNG projeto em Malta. No total, a Europa tinha no final de 2017, uma capacidade de regaseificação instalada capaz de suprir 40% das suas necessidades de gás e, capacidade esta, que continuará a crescer, como prevê a Diretiva dos Combustíveis Alternativos e suportada em financiamento comunitário. A própria Alemanha até agora 100% dependente de gás convencional pondera implementar duas

⁸¹ Interministerial Group for Coordination of the National Action Framework for Alternative Energy in Transport - National Action Framework for Alternative Energy in Transport, Market Development and Development of Alternative Fuels Infrastructures. Outubro 2016. Disponível em

<https://industria.gob.es/es-ES/Servicios/Documents/national-action-framework.pdf>.

⁸² King & Spalding - LNG in Europe 2018, An Overview of LNG Import Terminals in Europe. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152.

⁸³ International Energy Agency - Global Gas Security Review 2018: Meeting Challenges in a Fast Changing Market. [Consult. a 2 março de 2019]. Disponível em <https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2018>, p. 9.

⁸⁴ *Supra* note (82).

infraestruturas de importação de GNL⁸⁵, sendo controverso se tal tem um racional económico ou é meramente uma medida diplomática junto dos EUA⁸⁶
87.



Figura 4 - Terminais de importação de LNG na Europa. Fonte: King & Spalding, 2018; p. 7.

⁸⁵ Reuters (a) - UPDATE 1-Germany set to have at least 2 LNG terminals – minister. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em <https://www.reuters.com/article/germany-lng/update-1-germany-set-to-have-at-least-2-lng-terminals-minister-idUSL5N2072W>.

⁸⁶BURNING ISSUE-Germany doesn't need Trump's gas <https://www.handelsblatt.com/today/> [23 Abril].

⁸⁷ Oil Price - Does Germany's LNG Strategy Make Sense?. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Does-Germanys-LNG-Strategy-Make-Sense.html>.

À crescente oferta de GNL juntar-se-á, nos próximos anos, uma também previsivelmente crescente oferta de gás não convencional. A *Trans Adriático Pipeline* (TAP) está em construção e deverá começar a operar em 2020. O projeto, que faz parte do Corredor de Gás do Sul, vai ligar a Europa com campos de gás no Mar Cáspio, trazendo mais uma fonte de fornecimento de gás para o mix. Na parte norte do continente, nos próximos anos, o Nord Stream 2 servirá como uma rota adicional para o gás russo, enquanto o Baltic Pipe transportará gás da Noruega para a Dinamarca, Polónia e outros países da região.

Mais controverso é se no início da próxima década assistiremos ao excesso ou escassez de GNL. Há argumentos contra e a favor,⁸⁸ sempre dependentes da evolução da procura na Ásia.

3. O potencial do Porto de Sines

Em Portugal, com base em números de 2016, “o *Petróleo continua a ser a principal fonte de energia primária (41%), seguido das Renováveis (25%), Gás Natural (20%) e do Carvão (13%). De notar que o peso do Petróleo tem vindo a decrescer nos últimos anos (53% em 2007 vs. 41% em 2016), enquanto que o peso das Renováveis (18% em 2006 vs. 25% em 2016) e do Gás Natural (15% em 2006 vs. 20% em 2016) aumentaram consideravelmente*”⁸⁹.

O gás consumido em Portugal é na sua totalidade importado, maioritariamente, da Argélia (49,8%) e da Nigéria (18,2%)⁹⁰ como resultado dos contratos *take-or-pay*⁹¹, celebrados, em 1997, entre a GALP e as respetivas empresas Estatais, na designação mais comum, NOCs (*National Oil Company*), *Sonatrach*, para gás convencional e *Nigeria NLG Limited* para GNL. Com uma vigência de 20 e 23

⁸⁸ Timera Energy - LNG oversupply setting up 2020s squeeze. [Consult. 2 de junho de 2018]. Disponível em <https://timera-energy.com/lng-oversupply-setting-up-2020s-squeeze/>.

⁸⁹ Direção Geral de Energia e Geologia - Energia em Portugal 2016. Julho de 2018, Versão 03-07-2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.

⁹⁰ *Supra* note (89).

⁹¹ Está contratualizada a aquisição de uma quantidade mínima anual. Em caso, do consumo ser inferior ao previsto é possível, transferir parcialmente aquisição para o ano seguinte.

anos, asseguraram, em 2016, 68% da totalidade do abastecimento de gás, ainda assim, esta percentagem tem vindo a descer e em 2010/11 era 90%⁹².

Contrato	Origem	Quantidade (Mm ³ /ano)	Duração do contrato (anos)	Data de início do contrato	Data de fim do contrato
NLNG I (GNL)	Nigéria	420	20	2000	2021
NLNG II (GNL)	Nigéria	1 000	20	2003	2023
NLNG+ (GNL)	Nigéria	2 000	20	2006	2026
Sonatrach (GN)	Argélia	2 300	23	1997	2020

Figura 5 - Caracterização dos contratos de fornecimento de gás em vigor. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia 2017-2030 (revisto), p.13.

Deste modo, em Campo Maior, pelos gasodutos *Europe-Maghreb Pipeline (EMPL)* e *Al-Andaluz e Extremadura*, nos quais a própria GALP detém uma participação, chega maioritariamente o gás da Argélia e a Sines os navios metaneiros, também maioritariamente, com GNL nigeriano. Marginalmente, o ponto de interligação de Valença do Minho poderá, pontualmente, receber gás de Espanha.

Em 2016, 67,5% do gás entra em Portugal via gasoduto e restantes 32,5 sob a forma de GNL em Sines⁹³. Mas a preponderância do GNL e do Porto de Sines é crescente, atingindo os 55% em 2017⁹⁴ e alcançando os 66% em 2018⁹⁵.

⁹² Direção Geral de Energia e Geologia - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2017-2030 (revisto). Portugal, maio de 2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.

⁹³ Direção Geral de Energia e Geologia (2016), op. cit..

⁹⁴ Ren – Media. Terminal de gás liquefeito da REN em Sines recebe navio 500. 2018. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: http://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal_de_gas_natural_liquefeito_da_ren_em_sines_recebe_navio_500/.

⁹⁵ REN – Dados Técnicos`18 – Technical Data. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: <http://www.ren.pt/pt-PT/pesquisa?pesqTxt=dados+tecnicos>.

País de origem	2014	2015	% 2015/_14	2016	% 2016/_15
Argélia	2 424 020	2 447 804	+1	2 461 980	+0.6
Catar	471 216	236 143	-49.9	406 444	+72.1
Egipto	0				
Estados Unidos da América				98 032	
Nigéria	371 657	904 131	+143.3	900 681	-0.4
Noruega	59 892	79 680	+33	0	-100
Trinidade e Tobago	167 563	88 550	-47.2	0	-100
País não especificado	630 979	947 410	+50.1	1 078 037	+13.8
Total	4 125 327	4 703 718	+14	4 945 174	+5.1

Figura 6 – Origem das Importações de Gás Portuguesas. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, 2016, p.35.

Em Portugal, o consumo de gás para produção de eletricidade varia na ordem inversa da produção hidroelétrica e eólica. Assim, ainda que a tendência seja claramente de contração, com uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -3,3% na década 2007-2016, esta tendência não é constante. Em 2015, a produção hidroelétrica cai 40% e há um aumento de 220%⁹⁶ na utilização de gás natural. Em 2016, mesmo com aumento da produção renovável, volta haver crescimento, ainda que mais moderado, na ordem dos 36,8%, para dar resposta ao mercado espanhol.

O consumo final de gás natural nos diferentes setores (doméstico, industrial e cogeração), mantem-se relativamente estável, no período 2006-2016, com um crescimento médio anual de 1,3%, ainda que com uma ligeira quebra (-0,8%), em 2016. A indústria, nomeadamente o setor de vidro e cerâmica, é claramente a mais preponderante, com cerca de 69%, transportes (0,7%), agricultura e pescas têm consumos marginais (0,3%) e o restante, quase um terço do gás natural, é absorvido de forma praticamente equitativa entre os serviços e o setor doméstico, com 14,9% e 15% respetivamente⁹⁷.

⁹⁶ Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit.

⁹⁷ Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit.

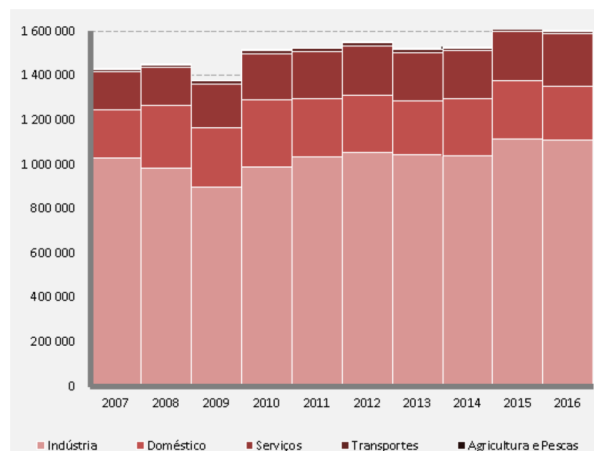


Figura 7 – Consumo de gás por setor. Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, 2016, p. 16.

As projeções da Direção Geral da Energia (DGE), no Relatório de Segurança de Abastecimento,⁹⁸ apontam para um crescimento do gás natural, no período 2017-2030, entre os 2,1% e 2,6%. Além das previsões do crescimento económico, entre um mínimo de 1,2% e um máximo de 2%, fez-se também variar, nestes cenários o momento do descomissionamento das centrais térmicas: a desativação das centrais térmicas de Pego em 2021, da Tapada do Outeiro em 2024 e Sines em 2025 ou em 2017, 2021 e 2024 respetivamente, cenário onde o consumo de gás seria maior, mas que pelo menos relativamente ao Pego não se verificou. Importa destacar que o mesmo relatório dá como adquirido a entrada em funcionamento da terceira fase da interligação entre Portugal e Espanha em 2022 e chega à conclusão que “em 2030, em qualquer das trajetórias e independentemente do cenário da procura, não se identifica a necessidade de avançar com o desenvolvimento das fases seguintes da Interligação Mangualde/Zamora⁹⁹”. Salvo “falha do Terminal GNL de Sines, não se afigura que a indisponibilidade individual das interligações com Espanha tenha consequências ao nível da segurança de abastecimento de gás nos dias

⁹⁸ Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit.

⁹⁹ Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit., p.46.

De fato, o TGN – Terminal de Gás Natural de Sines, que iniciou a sua atividade em 2003, é hoje e cada vez mais fundamental para abastecimento de gás a Portugal.

O TGN, operado em regime de concessão¹⁰⁰, pela REN Atlântico tem capacidade de receção de navios metaneiros até 225.000 m³ dispõe de dois tanques de armazenagem com capacidade para 120.000 m³ cada¹⁰¹ e um terceiro tanque com capacidade para 150.000 m³, oferecendo uma capacidade total de armazenagem de 390.000 m³ de gás natural liquefeito. *“Associado a estes tanques, o terminal está equipado com uma central de regaseificação que introduz o gás natural na rede nacional de alta pressão. Existe também uma central de enchimento de autotanques que possibilita o abastecimento a zonas isoladas da rede nacional. Antes de entrar na central de regaseificação o gás natural descarregado dos navios e armazenado nos tanques encontra-se a uma temperatura de -163 °C”*¹⁰².

Em 2017 e 2018 o terminal aumentou significativamente a sua utilização, até então, relativamente baixa, à semelhança dos outros terminais na Península Ibérica, tendo atingido já este ano valores muito próximos da utilização plena, que se chegou a efetivar dia 12 de janeiro¹⁰³.

Importa registar que dois dias antes alcançou-se o que pode ser considerado um marco histórico “o Sistema Nacional de Gás Natural exportou, no dia 10 de janeiro, gás natural pela interligação de Campo Maior, a primeira vez nos seus 22 anos da história”¹⁰⁴.

¹⁰⁰ Resolução Conselho de Ministros n.º 106/2006, de 23 de agosto, publicada em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 162, de 23 de agosto de 2006. Disponível em <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/106/2006/08/23/p/dre/pt/html>.

¹⁰¹ Porto de Sines – TGN Terminal de gás natural. [Consult. 2 março de 2019]. Disponível em: <http://www.portodesines.pt/o-porto/terminais-portu%C3%81rios/tgn-terminal-de-g%C3%81s-natural/>.

¹⁰² Ren – Terminal de GNL de Sines com capacidade de emissão a 100% em semanas de vaga de frio em Portugal. [Consult. a 4 março de 2019]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal-de-gnl-de-sines-com-capacidade-de-emissao-a-100-em-semana-de-vaga-de-frio-em-portugal/>.

¹⁰³ *Supra* note (102).

¹⁰⁴ Ren – Portugal exporta pela primeira vez gás natural através da interligação internacional de Campo Maior. [Consult. a 7 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/portugal-exporta-pela-primeira-vez-gas-natural-atraves-da-interligacao-internacional-de-campo-maior/>.

Também já histórica é a prometida terceira ligação a Espanha, em Celorico, registada como PIC do Corredor Norte Sul da RTE, tem gerado controvérsia e vindo a ser consecutivamente adiada, estando, agora e de acordo com o Plano Nacional de Investimentos 2030¹⁰⁵, programada para próxima década mas sempre condicionada a uma nova ligação entre Espanha e França pelos Pireneus. Ligação essa que muito embora considerada pela Comissão um projeto essencial para a solidariedade energética europeia e ter recebido 5.6 milhões em fundos para estudos da respetiva construção, foi vetada em janeiro pelo regulador Francês. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estima que o cancelamento do projeto tenha um impacto negativo, só na economia portuguesa superior a 122 milhões¹⁰⁶. Os argumentos para a rejeição do projeto foram económicos¹⁰⁷ mas também ambientais “o gás é um combustível perigoso que emite quantidades significativas de gases efeito de estufa”¹⁰⁸.

4 Análise Crítica

O gás é uma energia de transição. Essa é a opinião da generalidade das partes interessadas e também do Governo Português, que se comprometeu a atingir a neutralidade carbónica de Portugal em 2050.

Assim, não é expectável um aumento da procura de gás na UE e é provável que a atual estabilização do consumo seja, a médio longo prazo, na verdade um

¹⁰⁵ Portugal Gov. - Programa Nacional de Investimentos 2010. [Consult. 13 de março de 2019]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=7b3924d4-d1e1-4db9-a5fb-453bc94baf01>, p.102.

¹⁰⁶ ERSE – Erse ANALYSIS OF STEP INVESTMENT REQUEST 2018. Janeiro de 2019. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/documentos/ErseDocs/Attachments/684/ERSE%20analysis%20to%20STEP%20Request%202018.pdf>.

¹⁰⁷ Público - Espanha e França isolam Portugal na exportação de gás para a Europa. [Consult. a 15 de fevereiro]. Disponível em: <https://www.publico.pt/2019/02/01/economia/noticia/espanha-franca-isolam-portugal-exportacao-gas-europa-1860220#gs.pk4XQwK2>.

¹⁰⁸ Reuters (b) - UPDATE 1-Regulators reject France-Spain gas interconnection project. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/france-spain-gas/update-1-regulators-reject-france-spain-gas-interconnection-project-idUSL8N1ZM5DQ>.

ponto de inflexão, que antecede a diminuição gradual do seu consumo, passando a ser utilizado essencialmente como complemento das renováveis.

Contudo, no curto prazo por via da contínua contração da produção na UE, é natural um aumento das importações. E o GNL, nomeadamente o originário nos EUA, já crescentemente preponderante no cabaz energético da UE é efetivamente uma opção para cobrir esse deficit.

Desde logo, a oferta de GNL mais flexível adequa-se bem à supressão dos picos de consumo no inverno. Por outro lado, a maior disponibilidade de GNL no mercado conduz a um preço mais competitivo. Por fim, questões de opção política poderão ainda contribuir para um aumento das importações e GNL norte-americano.

De qualquer forma, as hipóteses dessa maior procura de curto prazo de GNL pela UE poder ser satisfeita de forma massiva a partir do Porto de Sines são diminutas. O mercado interno da energia, em geral e do gás em particular, não é (ainda) uma realidade, muito por via de falta de infraestruturas e a Península Ibérica continua em larga medida a ser uma ilha energética. Neste caso, o GNL poderá ser transportado via 'gasoduto virtual', ou seja, contentorizado ou em navio de menor porte, mas toda a logística da operação e os custos inerentes comparados com as outras soluções disponíveis na Europa, seja de GNL seja de gás não convencional, apontam para que este trânsito seja a exceção e não a regra.

Capítulo II

Bancas de GNL

1. Enquadramento regulatório

A Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro, apresenta três soluções para transformar Portugal numa ‘área de serviço’ de GNL: “*onshore* convencionais como existente em Sines; *onshore small scale* (pequena escala, como foi constituída no porto de Roterdão), ou por meio de bancas ou barças¹⁰⁹ (*bunkering*) navio-a-navio, permitindo, assim, a trasfega de GNL entre navios.

Tipicamente, um navio abastece-se de GNL por meio de camião cisterna, método já, hoje, utilizado nos portos portugueses, diretamente do terminal, ou com recurso a barça ou navios abastecedor, ‘*feeder*’, método mais utilizado para gasolinas e gasóleos marítimos. Adicionalmente, poderão ser usados contentores (flexitanques), que em Portugal são utilizados para transporte GNL entre continente e ilha da Madeira¹¹⁰, denominado por ‘gasoduto virtual’.

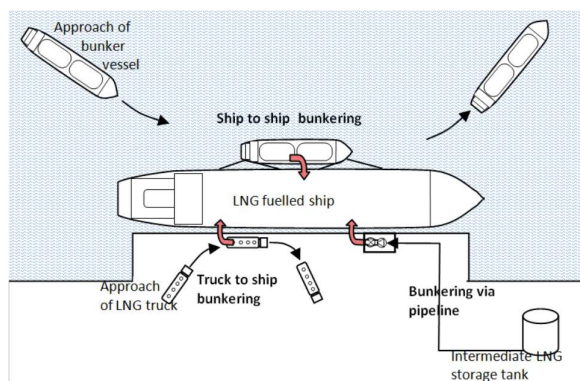


Figura 8 - IMO - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016, p.48.

¹⁰⁹ “No final de século XIX, uma grande parte dos navios mercantes eram propulsionados a vapor e para alimentação das caldeiras, utilizava-se carvão. Ora, o local onde se armazenava esse carvão, tanto em terra como a bordo, tinha a designação de coal bunker. Devido ao alto consumo de carvão existiam variadíssimos pontos em terra onde estes navios podiam abastecer-se. Estes pontos de armazenagem tinham o nome de coal bunker station, pelo que se tornou prática corrente designar o abastecimento do carvão como bunkering. Mais tarde, com o aparecimento dos combustíveis fósseis derivados do petróleo, as designações continuaram a ser usadas, neste caso bunker para o combustível e bunkering para a operação de abastecimento.” In Da Silva Gomes, Susana Broco - Bancas Marítimas no Transporte Internacional, Trabalho para obtenção do grau de especialista, Escola Náutica Infante D. Henrique 2017, p. 3.

¹¹⁰ Para mais informação consultar <http://www.gruposousa.pt/gaslink/>.

Em abstrato podemos considerar seis cenários possíveis para bancas de GNL. O cenário 1, é o abastecimento diretamente a partir do terminal, apesar de poder ser atrativo financeiramente em caso de necessidade de grandes volumes, dificilmente a instalação em terra (cais e gasodutos) será suficientemente versátil para se adaptar aos vários tipos de navio. O segundo cenário preferencial^{111 112} é navio-a-navio, que replica, em certa medida, o modelo utilizado para o abastecimento de gásóleo ou gasolinas marítimas, onde o navio abastecedor é carregado e vai ao encontro do navio a abastecer. Esta solução pressupõe um tempo de resposta relativamente curto e tem a vantagem de dispensar o armazenamento¹¹³.

As opções 3,4, e 5 são combinações daqueles dois métodos para permitir a armazenagem em pequenas quantidades, nomeadamente em rios e/ou para pequenos navios regulares. A opção de abastecimento, por camião cisterna, a sexta, só é considerada viável para pequena embarcações (até 200m³) ou em condições pontuais ou muito particulares, em "rotas onde não existe outra forma de infraestrutura de abastecimento de GNL, onde há navegabilidade limitada para embarcações maiores (vias navegáveis interiores)"¹¹⁴, uma vez que tem custos elevados e restrições de volume e tempo associadas à baixa taxa de transferência de combustível.

As novas restrições ambientais¹¹⁵ que abrem mercado para o uso GNL como combustível base da mobilidade marítima substituindo o fuel começaram por ser definidas, em 1997, no Anexo VI do Protocolo MARPOL, em vigor a partir de maio 2005, estabelece limites de emissões - enxofre (SOx), partículas inaláveis

¹¹¹ Internacional Maritime Organization - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016. [Consult. 25 de maio de 2019]. Disponível em

www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf

¹¹² DNV GL (b) - LNG Market Study: Bottom Up Analysis. [Consult. 18 junho 2018] Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Bottom-Up-Analysis.pdf>, p.42.

¹¹³ Baresic D., Smith T., Raucci, K., Rehmatulla, C., Narula, N. & Rojon, I - LNG as a marine fuel in the EU: Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions. UMAS. Londres. Junho 2018. Disponível em <https://www.transportenvironment.org/publications/lng-marine-fuel-eu>

¹¹⁴ Baresic et al, op cit., p.17.

¹¹⁵ Para detalhe da regulamentação aplicável à poluição marinha e respetiva evolução: Baatz Et al. – Maritime Law. Fourth Edition.informa law from Routledge.2018. ISBN 978 – 138 – 10483-9, pp. 380-438.

(PM) e nitrogénio (NOx) - e Zonas de Controlo Emissões (ZCEs), onde aqueles são mais restritos. Atualmente, são consideradas ZCEs: Mar Báltico, Mar do Norte, América do Norte (Estados Unidos e Canadá) e Mar do Caribe (Estados Unidos, Porto Rico, Ilhas Virgens)¹¹⁶ com um limite é de 0,1%. A partir de 1 de janeiro de 2020, o objetivo é 0,5% mesmo fora destas zonas¹¹⁷.

IMO 2020

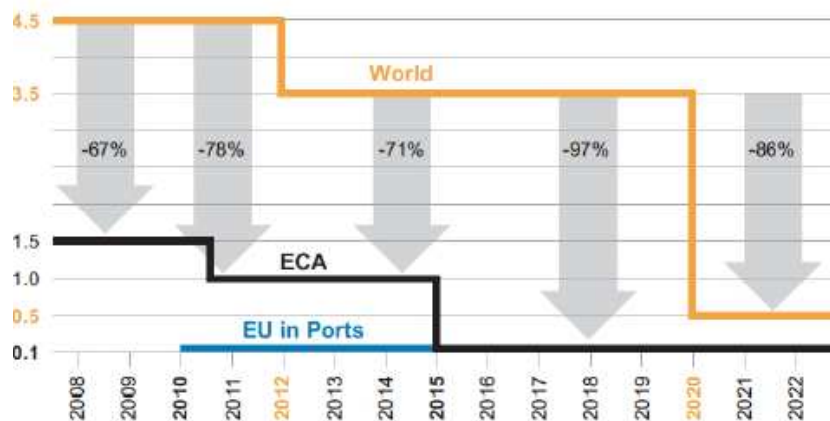


Figura 9 - IMO - Seatrade Maritime Events (http://ubm.seatrademaritimeevents.com/sulphur-cap-article/?cid=art_non_lead_Dan_con_00).

Posterior à Resolução, mas de particular importância para o reforço do GNL enquanto combustível marítimo, é o Plano Estratégico a seis anos 2018-2023 da IMO, aprovado já em dezembro de 2017, incorpora a prossecução dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável 2030 na sua visão e toma a resposta ao clima sustentável como uma das direções a seguir¹¹⁸. Assim, em abril de 2018 e em linha com os objetivos de Paris, a *International Maritime Organization* (IMO) adota a Estratégia para um Clima Sustentável, subscrita por mais de 100 países membros. Aí e tendo por base as externalidades do transporte marítimo verificadas em 2008, apontam-se como objetivos para 2050: reduzir para metade a totalidade dos gases de efeito estufa e reduzir em 70% a intensidade carbónica

¹¹⁶ Internacional Maritime Organization, op. cit.

¹¹⁷ Merk, O. - Shipping Emissions in Ports (Discussion Paper 2014). OECD/ITD, 2014. Consult. a 7 de março]. Disponível em: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/dp201420.pdf>.

¹¹⁸ Internacional Maritime Organization - Resolução A 1111 (30). 2017. [Consult. a 3 março]. Disponível em: <http://www.imo.org/en/About/strategy/Documents/A%2030-Res.1111.pdf>.

(tonelada de CO² por milha), neste caso com uma meta intermédia de 40% em 2030¹¹⁹. A medição das emissões, já a partir de janeiro deste ano e multas pesadas para os incumpridores, não foram esquecidas e são parte integrante da implementação desta estratégia¹²⁰.

A IMO refere que não basta cumprir os novos requisitos de emissões da MARPOL a partir de 2020 é preciso ir mais longe e continuar de forma consistente a reduzir a pegada do transporte marítimo. No mesmo sentido, destacam-se, medidas como a proibição recente da autoridade portuária de Singapura da descarga de águas resultantes da lavagem de filtros ou o fato da UE ponderar incluir o Mediterrâneo na zona de controlo de emissões¹²¹.

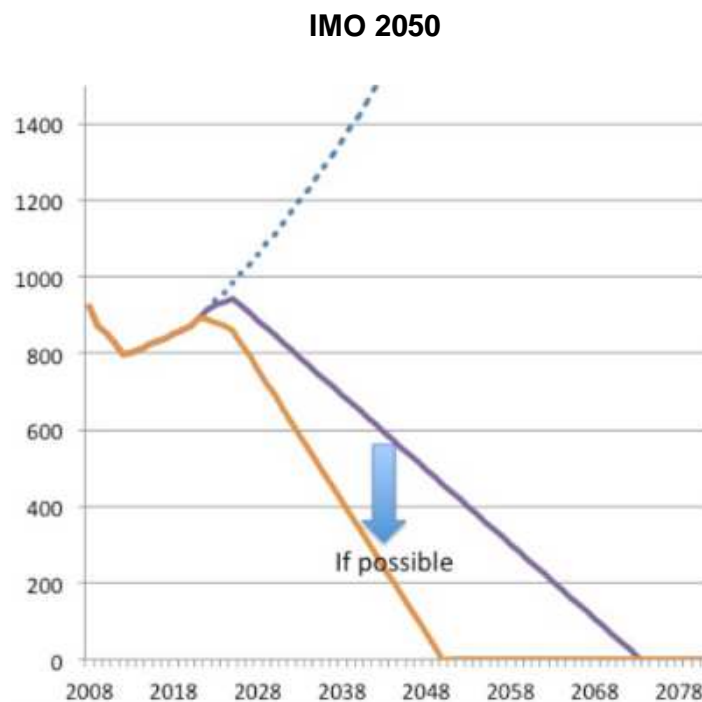


Figura 10 – Objetivo IMO 2050 de Redução de Emissões. Fonte: Lloyd's Register (<https://www.lr.org/en/insights/articles/imo-ghg-strategy-what-does-it-mean/>).

¹¹⁹ Internacional Maritime Organization - UN body adopts climate change strategy for shipping. 2018. [Consult. a 12 Fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGInitialstrategy.aspx>.

¹²⁰ Keller, P. - 2019 will be the Year of Acceleration for LNG as Maritime Fuel. The Maritime executive, 2019. [Consult. a 9 março]. Disponível em: <https://www.maritime-executive.com/index.php/editorials/2019-will-be-the-year-of-acceleration-for-lng-as-marine-fuel>.

¹²¹ *Supra* note (120).

A UE lidera o processo de regulamentação de emissões em todos os tipos de transporte. No caso concreto das emissões no transporte marítimo, a UE vem incorporando em sucessivas Diretivas as recomendações e referenciais do Anexo VI da MARPOL (Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição no Mar), vinculando, assim, os Estado-Membros ao seu cumprimento, ao que soma limites para as emissões de navios (atracados) em portos europeus.

A ainda Comunidade Económica Europeia (CEE), começou por endereçar estas questões na Diretiva n.º 93/12/CEE, de 23 de março¹²², alterada posteriormente pela Diretiva n.º 1999/32, de 26 de abril¹²³, até chegarmos ao atual limite máximo de 0,1% de enxofre para navios em porto, imposto pela Diretiva n.º 2005/33, de 14 de janeiro¹²⁴, prevendo aí, um prazo mais alargado de quatro anos e meio para adaptação da indústria, isto é, com entrada em vigor em Janeiro de 2010. Já com a Diretiva n.º 2012/33, de 21 de novembro¹²⁵, além, de mais uma vez, adotar os limites de enxofre do anexo VI da MARPOL, vem, no seu artigo 4 F, permitir aos Estados-Membros tomar *“medidas financeiras em benefício dos operadores afetados (...) se essas medidas financeiras forem conformes com as normas aplicáveis aos auxílios estatais e se destinarem a ser utilizadas nesta área”*. Esta Diretiva foi transposta para o ordenamento jurídico português pelo

¹²² Diretiva 93/12/CEE do Conselho, de 23 de março, relativa ao teor de enxofre de determinados combustíveis líquidos, publicada em *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, L74/81-L74/83, de 27 de março de 1993. Disponível em <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5d8e351c-9040-4a4b-9e48-9851fa1f02fe/language-pt>.

¹²³ Diretiva 1999/32/CE do Conselho, de 26 de abril, relativa à redução do teor de enxofre de determinados combustíveis líquidos e que altera a Diretiva 93/12/CEE, publicada em *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, L121/13-L121/18, de 11 de novembro de 1999. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560433553469&uri=CELEX:31999L0032>.

¹²⁴ Diretiva 2005/33/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho, que altera a Diretiva 1999/32/CE no que respeita ao teor de enxofre nos combustíveis navais, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L191/59-L191/69, de 22 de julho de 2005. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32005L0033&from=PL>.

¹²⁵ Diretiva 2012/33/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de novembro, que altera a Diretiva 1999/32/CE do Conselho no que respeita ao teor de enxofre dos combustíveis navais, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L327/1-L327/13, de 27 de novembro de 2012 [Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0033&from=EN>], entretanto revogada pela Diretiva (UE) 2016/802, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio, que limite o teor de enxofre nos combustíveis líquidos em geral (não especificamente marítimos), e não transposta para ordenamento jurídico nacional, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L132/58-L132/78, de 21 de maio de 2016 [Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L0802&from=BG>].

Decreto-Lei 170 B /2014, de 7 de novembro¹²⁶, que introduz os atuais limites (em massa) de teor de enxofre para os combustíveis navais: 0,10 %, no território nacional; no mar territorial português, zona económica exclusiva e zonas de controlo da poluição, 3,50 %, até 1 janeiro de 2020 e 0,50 %, a partir dessa data.

Em 2014, é publicada a Diretiva “*relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos*”, Diretiva n.º 2014 /94, de 22 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho, em vigor e determinante da política europeia e atuação dos Estados Membros nesta matéria.

No âmbito da Diretiva consideram-se combustíveis alternativos: a eletricidade, o hidrogénio, os biocombustíveis, o gás natural, tanto gás natural comprimido (GNC) como GNL e o gás de petróleo liquefeito (GPL). O gás, na formulação da própria Diretiva, é um “*combustível alternativo, (...), com uma pegada ecológica menor e um nível de emissões poluentes significativamente mais reduzido do que os combustíveis convencionais*” e a sua utilização como combustível marítimo é qualificada como “*atraente*” uma vez “*que permite às embarcações cumprir as obrigações de diminuir o teor de enxofre dos combustíveis navais em zonas de controlo de emissões*”.

O objeto da Diretiva n.º 2014/94 é lançar as bases de um quadro político coerente e sólido, com alcance de longo prazo, que viabilize e privilegie a utilização de combustíveis alternativos em todos os meios de transporte em toda UE. Assim, como pode ler-se logo no artigo 1º define “*requisitos mínimos para a implantação da infraestrutura de combustíveis alternativos, incluindo pontos de carregamento de veículos elétricos e pontos de abastecimento de gás natural (GNL e GNC) e de hidrogénio, a aplicar através dos quadros de ação nacionais dos Estados-Membros*”. Os Quadros de Ação Nacional, a ser apresentados à Comissão até 18 de novembro de 2016, deveriam como mínimo contemplar: “*uma avaliação da situação atual e do desenvolvimento futuro do mercado (...); objetivos e metas nacionais (...); medidas necessárias (...); medidas suscetíveis*

¹²⁶ Publicado em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 216, de 7 de novembro de 2014. Disponível em <https://dre.pt/application/file/a/58819987>.

de promover a criação da infraestrutura de combustíveis alternativos nos serviços de transportes públicos; zonas e redes de pontos de carregamento elétrico e GNC acessíveis ao público“ e “uma avaliação da necessidade de instalar pontos de abastecimento de GNL em portos não pertencentes à rede RTE-T de base; uma reflexão sobre a necessidade de instalar pontos de fornecimento de eletricidade nos aeroportos para os aviões estacionados”.

Em particular, para a utilização do GNL como combustível marítimo coloca-se como meta criar uma rede de abastecimentos que permita a circulação ao longo de toda Rede Transeuropeia de Transportes (RTE-T), até ao fim 2025 para portos marítimos e 2030 para portos interiores. O abastecimento poderá ser realizado de diferentes formas: terminais de GNL, cisternas, contentores móveis, navios-cisterna e batelões¹²⁷ e cabe aos Estados Membros, no âmbito dos Quadros de Ação Nacionais, a decisão sob a forma e a localização dos postos de abastecimento GNL, em função de critérios ambientais e de segurança e tendo em conta as necessidades reais do mercado” e deixando a porta aberta à cooperação entre Estados-Membros vizinhos.

Em 2016, a União vem reforçar o seu endosso à utilização do GNL como combustível alternativo com o Parlamento adotar a Estratégia da UE para o Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás¹²⁸, *“a rede de infraestruturas de abastecimento constitui uma condição prévia para a implantação significativa do GNL como combustível alternativo no setor dos transportes”, apelando “ao desenvolvimento de rotas marítimas, nomeadamente no arquipélago dos Açores, que, devido à sua localização geográfica, pode funcionar como uma importante estação de combustível para as rotas transatlânticas de GNL; exorta a Comissão a disponibilizar fundos de apoio a projetos europeus com esta finalidade”*¹²⁹.

¹²⁷ A Diretiva habilita a Comissão a elaborar as especificações técnicas e requisitos aplicáveis ao abastecimento e trasfega de GNL no transporte marítimo e interior.

¹²⁸ Estratégia da UE de Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás (2016/2059 (INI). Parlamento Europeu, Estrasburgo. 2016. [Consult. a 13 de março de 2019]. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-8-2016-0278_PT.html?redirect.

¹²⁹ *Supra* note (128).

A 9 de Junho de 2017, já após uma advertência da Comissão por incumprimento do prazo de transposição de 16 novembro¹³⁰, é publicado o Decreto-Lei n.º 60/2017, de 1 de agosto¹³¹, que transpõe para o ordenamento jurídico interno a Diretiva dos Combustíveis alternativos e determina que o respetivo Quadro de Ação Nacional (QAN) será objeto de uma Resolução do Conselho de Ministros: a Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho¹³². A Resolução segue em traços gerais a estrutura estipulada pela Diretiva dos combustíveis alternativos. Após uma exaustiva caracterização da situação atual (Parte A), apresenta objetivos e metas por combustível alternativo (Parte B) e consequentes medidas (Parte C).

No que respeita ao GNL como combustível marítimo é descrito no QAN *“como uma das alternativas mais viáveis, a nível económico, ambiental e técnico (...) uma solução viável para o cumprimento dos limites de proteção ambiental impostos nas chamadas zonas ECA, bem como no que respeita à necessidade de dar cumprimento à disposição aprovada para o transporte marítimo, já a partir de 2020, de limitar a utilização de combustíveis com teor de enxofre superior a 0,5 %.”* A estas vantagens junta-se o preço competitivo do GNL, não deixando, contudo, de ser enumeradas as barreiras à sua utilização: *“custos de investimento relativamente elevados, tanto ao nível da infraestrutura de abastecimento como dos navios; risco ambiental associado a uma potencial fuga de metano (...); redução da capacidade de armazenagem de Combustível ou da carga transportada do navio; a infraestrutura de abastecimento de GNL a navios ainda está em desenvolvimento; preocupações de segurança associadas ao baixo ponto de inflamação e natureza criogénica do GNL”*.

O GNL como combustível marítimo é, ainda, encarado como tendo potencial para “viabilizar economicamente a substituição do fuel pelo gás natural na produção de eletricidade nos mercados destas Regiões Autónomas”, com evidentes ganhos em termos de economia escala. Acrescendo, no caso da

¹³⁰ European Commission – Press Release Database. 2017, [Consult. a 13 de fevereiro de 2019]. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-1280_en.htm.

¹³¹ Publicado em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 147, de 1 de agosto de 2017. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/a/107791566>.

¹³² Publicado em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 121, de 26 de junho de 2017. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/a/107567218>.

Região Autónoma dos Açores, a “promoção do trânsito marítimo inter-ilhas com menor impacto ambiental”. Deste modo, aos três portos da rede base (Sines, Lisboa e Leixões) o QAN junta os portos dos Açores e da Madeira com oferta de abastecimento GNL de acordo com as especificidades de cada porto, remetendo para a Estratégia de Aumento da Competitividade Portuária, à data da publicação QAN ainda não publicada e que viria a ser a Resolução n.º 175/2017 de 24 de novembro.

As medidas para utilização GNL como combustível marítimo são apresentadas, à semelhança das restantes, por meio de uma tabela, reproduzida abaixo com ligeiras adaptações.

Objetivo	Medida	Tipo Medida	Ministério	Prazo	Indicador
Possibilitar abastecimento GNL a navios	Quadro regulamentar que permita realização de operações	Reg.	ME	2018	Publicação de Regulamento
Def. a infraestrutura marítimo-portuária abastecimento GNL	Aprovar Plano Estratégico para criação da infraestrutura	IF	MM	2018	Aprovação Planos Estratégico GNL
Criar oferta GNL para navios e embarcações	Construir uma rede de abastecimento a navios nos portos nacionais	IF	MM	2018	N.º de portos com postos de abastecimento GNL
Aumentar a utilização de combustíveis alternativos no	Incentivar a utilização de transportes marítimos movidos	IF	MM	2017	Aumentar a quantidade de GN abastecidos

transporte marítimo	a combustíveis poluentes				nos portos do Continente
Regulamentar (Reg.) – IF (Incentivos Financeiros)					

Tabela 1 - QAN

Na avaliação que faz dos diferentes QAN¹³³, a Comissão destaca Finlândia, Hungria e Itália como os mais ambiciosos, sendo a Itália apontada como um bom exemplo. *“No entanto, muitos destes não dão resposta às necessidades de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos até 2025 e nos portos interiores até 2030. Um certo número de portos na rede principal da RTE-T corre o risco de ficar sem qualquer solução para o abastecimento de GNL”*¹³⁴. Especificamente sobre a forma como o QAN português endereça esta temática a Comissão faz dois reparos: não prever abastecimento GNL em nenhum porto interior, nomeadamente no Porto e, genericamente, “a descrição de cada medida ser insuficiente para avaliar em que medida contribui para alcançar o objetivo”¹³⁵.

2. GNL enquanto combustível marítimo

Atrás já se abordou a crescente disponibilidade de GNL alimentada pela oferta de gás não convencional dos EUA, como aliás também é apontado pela Resolução: “previsões de diversas entidades internacionais como a Agência Internacional de Energia mostram que até 2020, a produção adicional de gás natural proveniente dos novos países produtores situados na Bacia Atlântica (EUA e nações da África subsaariana) será de 4,4 triliões de pés cúbicos anuais (tcf/ano).”

¹³³ COM (2017) 652 final, de 8 de agosto, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social e Europeu e ao Comité das Regiões, para uma utilização o mais ampla possível dos combustíveis alternativos – Plano de ação relativo à infraestrutura para combustíveis alternativos nos termos do artigo 10.º, n.º 6, da Diretiva 2014/94/UE, incluindo a avaliação dos quadros de ação nacionais nos termos do artigo 10.º, n.º 2, da Diretiva 2014/94/EU. Disponível em:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0652&from=FR>.

¹³⁴ COM (2017) 652 final, de 8 de agosto, p.7.

¹³⁵ Commission Staff Working Group - SWD (2017) n.º 365 final 3/3, de 8 de novembro de 2017. Disponível em https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560437195883&uri=CELEX:52017SC0365_p.222.

Mas para que a “oportunidade”, nas palavras da Resolução, do GNL como combustível marítimo se concretize é fundamental que este dê uma resposta ambiental, operacional e economicamente eficiente.

Tipicamente, agrupam-se as diferentes ações para a redução da pegada do transporte marítimo em três categorias: combustíveis mais limpos, navio em sim (arquitetura, construção, equipamentos, procedimentos) e logística e redução de velocidade (utilização, rotas, dimensão). Apesar de só ao nível dos combustíveis se poder atuar sob a intensidade carbónica, os contributos das restantes medidas para uma maior eficiência energética não são de forma alguma desprezíveis, podendo em alguns casos, quando perfeitamente otimizadas, representar ganhos na ordem dos 20% do consumo energético – redução da velocidade (10%); forma do casco (12 a 17%), aumentar a dimensão dos navios (4% a 14%), maior utilização dos navios e rotas alternativas (até 20%)¹³⁶.

A propulsão exclusivamente a GNL, praticamente elimina as emissões e partículas e representa 10% a 15% das emissões de NOx e SOx, ainda que em termos de libertação de CO₂, gases de efeito estufa, o GNL seja mais poluente¹³⁷ e, ainda, lhe sejam imputados riscos ambientais e de segurança mais elevados, em grande medida devido a ser uma tecnologia relativamente recente ainda que já estabilizada.

Também na utilização do GNL para propulsão as fugas de metano são uma preocupação crescente. Muito embora se espere que nos novos motores 100% a GNL as fugas sejam inferiores às atuais, nomeadamente dos motores duais, estimam-se, ainda assim, valores na ordem dos 0,05% a 0,2% do combustível consumido¹³⁸.

¹³⁶ DNV GL (c) - Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018. [Consul. a 18 março de 2019]. Disponível em <https://eto.dnvgl.com/2018/download>.

¹³⁷ Internacional Maritime Organization, op. cit.

¹³⁸ Fevre, Chris N LE- A Review of Demand Prospects for LNG as a Marine Transport Fuel. OIES PAPER: NG 133. The Oxford Institute for Energy Studies. Junho 2018. ISBN 978-1-78467-114-3. Disponível em: https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a-3b87d9b234be/download_file?file_format=pdf&safe_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type_of_work=Working+paper

Importa, neste ponto, reconhecer que a meta de redução das emissões dos gases efeitos estufa, em 2050, para cerca de metade do registado em 2008 é muito ambiciosa. A tecnologia disponível ainda não é suficientemente madura, em termos de eficiência energética, para alcançar mesmo que combinada com uma inevitável redução da velocidade dos navios. Os diferentes combustíveis, têm vantagens e desvantagens mas à data, não há no mercado nenhuma alternativa disponível em condições objetivas de mercado (preço e oferta) neutra em carbono.

Com maior ou menor utilização, algumas vezes, ainda apenas em fase experimental, as fontes de energia para propulsão marítima são: Carvão; *Heavy Fuel Oil* (HFO); Gasóleo Marítimo (MGO); álcool (metanol, etanol); GPL, GNL e outros gases (hidrogénio e amónia); biocombustíveis (biomassa ou resíduos convertidos à forma líquida ou sólida); eletricidade (baterias) e combustíveis elétricos (gasóleo, metano e metanol produzidos a partir de carbono e água utilizando eletricidade)¹³⁹. Apesar do IPCC considerar a eletricidade e os biocombustíveis neutros em carbono, em rigor, para tal não basta que a sua utilização não gere emissões, também a sua produção deverá ser neutra, ou seja, provirem de fontes exclusivamente renováveis ou, de fontes fósseis com captura de carbono.



Figura 11 – Tipo e Intensidade de Emissões por tipo de Combustível. Fonte: DNV-GL 2018 DNV GL Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018 p.73.

De qualquer forma, a combinação entre o estado da arte da tecnologia e o foco imediato da regulamentação, regra de limite de enxofre de 0,5%, com exceção

¹³⁹ DNV GL (c), op. cit.

das ZCEs onde 0,1% parece favorável, pelo menos no curto – médio prazo, favorável ao GNL.

Há mais de 50 anos que os metaneiros, utilizam o GNL como combustível, mas foi preciso esperar até ao virar do século, anos 2000, para ver o primeiro navio mercante com propulsão 100% a GNL, o norueguês, GULTRA18. A Noruega é, aliás, pioneira na propulsão a GNL, em 2013 permitiu que este combustível fosse utilizado em navios de passageiros, o que constituiu um forte endosso do GNL como um combustível seguro.

De fato, as tendências do mercado de construção naval veem reforçar o posicionamento do GNL como combustível. A combinação de navios cada vez maiores, a preços de construção mais competitivos e ciclos de vida mais curtos, favorecem em muito as novas construções relativamente às reconversões, com instalação de filtros¹⁴⁰ e a utilização GNL, mais barato, permite em navios com maiores consumos amortizar rapidamente o investimento na infraestrutura ou tornar o fretamento do navio mais interessante. Adicionalmente, não esqueçamos que uma das primeiras barreiras foi o espaço: tanques 80% maiores que os de HFO¹⁴¹.

Mas há outras variáveis de evolução mais difícil de prever. Desde logo, a posição a adotar pelo diferente Estados. Num contexto de incerteza, a intervenção do Estado, não forçosamente sobre a forma de apoio, acaba por ter uma maior influência na escolha do caminho a seguir. A Noruega é claramente um exemplo de um Estado que proactivamente assumiu a transição para a propulsão a GNL, combustível utilizado hoje por metade da frota deste país. Também a Alemanha e Coreia do Sul, anunciaram medidas a favor GNL, 278 milhões de Euros para reconversões e novas construções e 10% do valor das novas construções respetivamente¹⁴².

De qualquer forma a incerteza permanecerá e não haverá uma solução única. No imediato, o mais provável é a maioria dos armadores optar por, na maioria

¹⁴⁰ Keller, P., op. cit.

¹⁴¹ Fevre, C., op. cit, p.7.

¹⁴² Fevre, C., op. cit., p.14.

da sua frota, utilizar filtros (*scubers*) e/ou combustíveis com teor de enxofre mais baixos e gradualmente começarmos a assistir a novas construções a GNL¹⁴³.

Por fim, o grau e rapidez da transição para GNL ou outras fontes mais limpas, está, obviamente, muito dependente do preço e da disponibilidade. Enquanto, *commoditie* o preço do GNL, ainda muito influenciado pelo preço do petróleo, é por regra mais baixo, pelo menos na Europa e nos EUA, que o do HFO ou MGO. Contudo, o possível excesso destes combustíveis no mercado a partir de 2020, face a uma abrupta contração da procura, pode levar a alterações significativas¹⁴⁴. Há um consenso generalizado na bibliografia que uma pequena diferença de preço entre GNL e HFO não será suficiente para alavancar o GNL como combustível marítimo.

Dada a grande sensibilidade ao preço dos combustíveis, o número relativamente reduzido de tecnologias disponíveis e o estadió relativamente recente do seu desenvolvimento, levam a que seja necessária mais investigação e, essencialmente, mais tempo para perceber como e para onde o mercado vai evoluir nesta matéria. Isto é tanto mais verdade quanto mais distante o horizonte temporal, esperando-se que (só) na década de 30 se sinta o verdadeiro impacto e a transição para combustíveis alternativos seja efetiva, resta saber para quais^{145 146}.

Um estudo recente da DNV-GL aponta para praticamente ¼ do combustível marítimo utilizado em 2050 ser GNL e GPL¹⁴⁷ e 39% das fontes de energia utilizadas no transporte marítimo será neutra em carbono, ultrapassando os atuais gasóleos e gasolinas, que na altura serão responsáveis apenas por cerca de 1/3 (33%), sendo a restante (5%) e baterias elétricas carregadas em terra.

Contemporâneo no tempo mas de conteúdo muito diverso é um estudo¹⁴⁸ que vaticina ao GNL como combustível marítimo um papel muito mais transitório do

¹⁴³ DNV GL (c), op. cit., p.54.

¹⁴⁴ Fevre, C., op. cit., pp 5-6.

¹⁴⁵ Fevre, C., op. cit., p. 108.

¹⁴⁶ Baresic, et al., op. cit., p.12.

¹⁴⁷ DNV GL (c), op. cit.

¹⁴⁸ Baresic, D., op. cit.

que de transição. Em três dos quatro cenários aí apresentados, a janela de oportunidade do GNL cinge-se à próxima década, o que combinado com a prossecução política de combustíveis alternativos redundava em elevados prejuízos na Europa por falta de tempo para amortizar as infraestruturas. O único cenário em que tal não se verifica é o “business as usual”, mas aí e de acordo com o mesmo estudo, não será atingida a meta de chegar a 2050 com 50% ou mais de redução de gases de efeito de estufa que em 2008.

Apesar da incerteza das previsões a médio longo prazo, no momento atual, é inegável a inexistência de alternativas não fósseis viáveis o que a somar à sua crescente oferta no mercado mundial e à sua compatibilidade com os limites de enxofre da IMO 2020, produzem no imediato um cenário muito favorável à sua utilização imediata como combustível marítimo. E de fato nos últimos dois anos, começa a verificar-se o aumento do investimento por parte de armadores e estaleiros, incluindo em infraestruturas essenciais para a difusão do GNL como combustível marítimo. De fato, até há bem pouco tempo a maiorias das partes interessadas (armadores, administrações portuárias), estava numa posição de aguardar para ver e não se esperavam desenvolvimentos significativos nesta matéria até 2025¹⁴⁹. Tal muito se devia à descrença generalizada, especialmente entre armadores e companhias de navegação, sobre a entrada em vigor em 2020 do limite de enxofre de 0,5%.

No caso concreto da Península Ibérica, num quadro de crise económica e retração de investimento, as expectativas das diferentes partes interessadas para a penetração do GNL eram mesmo muito modestas, oscilando entre 3% e 11%¹⁵⁰, entre o pior e o melhor cenário, como mostra um estudo da DNV-GL¹⁵¹ para o projeto CORE LNGas Hive¹⁵², que inquiriu a este respeito a generalidade das partes interessadas em Portugal e Espanha.

O ponto de inflexão aparece, ainda é cedo para afirmar com certeza, em 2018,

¹⁴⁹ DNV-GL (c), op.cit., pp. 6-9.

¹⁵⁰ DNV-GL (a) - Consolidation Top down and Bottom up Analysis. Report No. 1115S53H-5.5. Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Consolidation-Top-Down-Bottom-Up.pdf>, p. 3.

¹⁵¹ DNV-GL (c), op.cit.

¹⁵² DNV-GL (c), op.cit.

com a já referida Estratégia para o Clima Sustentável da IMO. A partir daí, eventualmente, também pelo aproximar da data limite assistiu-se claramente a uma maior aposta nas infraestruturas. Além da esperada expansão das unidades de liquidação nos Estados Unidos para dar resposta à crescente oferta de gás não convencional, atualmente já com 28 mil milhões de metros cúbicos de capacidade de liquefação e mais 80 mil milhões de metros cúbicos de capacidade de liquefação previstos até 2023¹⁵³, assistiu-se a um alargamento das unidades de regaseificação, com o Japão a destacar-se entre os países que mais investiram em GNL, nomeadamente em Tóquio e Yokohama¹⁵⁴.

A par com o sudeste asiático o norte da Europa e a península ibérica são as zonas de bancas por excelência. Mas nos últimos anos a capacidade no resto da Europa tem sido alargada, muitas vezes com recurso a fundos europeus, a uma média de uma nova instalação por ano: 2013, em Itália, unidade em terra na Toscana; 2014, na Lituânia, FRSU Independence, financiado com 27,4 milhões de euros através do CEF; 2016, em França, Terminal de GNL Dunquerque; também em 2016, terminal de GNL de Świnoujście, na Polónia, com 332 milhões de euros de fundos europeus; 2017, Terminal GNL de Delimara, em Malta, 700 mil euros de apoio em estudos; já no final de 2018 entraram em funcionamento, na Grécia, terminal GNL de Revithousa, mais de 50 milhões de euros em fundos europeus e o terminal de Gibraltar¹⁵⁵, este último plenamente operacional só em 2019¹⁵⁶. A Espanha líder destacado na União, com sete terminais, tem mais dois em construção, em Tenerife, com entrada em funcionamento prevista em 2021 e 2022¹⁵⁷. Tenerife que concorre diretamente com portos portugueses, especialmente Madeira, veja-se o exemplo recente da Carnival Cruises, armador na dianteira da propulsão a LNG, deixou no virar de

¹⁵³ Comissão Europeia - Declaração conjunta UE-EUA, op. cit.

¹⁵⁴ Ship Technology - LNG Bunkering Facilities around the world. [consult. a 15 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://www.ship-technology.com/features/lng-bunkering-facilities-around-the-world/>.

¹⁵⁵ Gas Infrastructure Europe – LNG Map 2018. [Consult. a 13 fevereiro de 2019]. Disponível em: https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE_LNG_2018_A0_1189x841_FULL.pdf.

¹⁵⁶ Shell – New LNG terminal provides cleaner energy for Gibraltar. [Consult. a 12 maio de 2019]. Disponível em: <https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/trading/news-and-media-releases/new-lng-terminal-provides-cleaner-energy-for-gibraltar.html>.

¹⁵⁷ *Supra* note (155).

2018 para 2019 de abastecer AIDANova, navio “estrela” da companhia, na Madeira através de camião, para passar fazê-lo em Santa Cruz, Tenerife, navio-para-navio, no âmbito do acordo que tem com a Shell para o efeito^{158 159 160}. Além destes, constam, ainda, na lista de projetos de interesse comum o desenvolvimento de infraestruturas de receção de GNL no norte da Grécia, Chipre, Suécia (Gotemburgo), Polónia (aumento da capacidade de Świnoujście), Irlanda (Shanon)¹⁶¹.

Apesar de toda a evolução e investimento dos últimos anos, a maior limitação para a proliferação do GNL como combustível marítimo continua a ser a sua própria essência: gasosa e fóssil. No imediato, a utilização GNL como combustível marítimo levanta questões técnicas. A bordo, o dimensionamento dos tanques (maiores que no HFO ou MFO) e redução ao máximo do efeito “boil off”, estão já relativamente solucionadas pela arquitetura naval¹⁶². É em terra, na armazenagem, que permanece como a maior dificuldade, o GNL aproxima-se mais de um perecível que do petróleo¹⁶³ e exige uma cadência de abastecimento regular.

Mas é a sua natureza fóssil, que o impede o GNL de ser uma solução a longo prazo. É necessária e previsível uma evolução tecnológica para combustíveis mais limpos que inverta a crescente preponderância do transporte marítimo nas emissões globais. A partir de 2030 é expectável que propulsão das novas construções seja maioritariamente não-fóssil. “É possível que, em alguns mercados, o GNL proveniente do biogás possa estar presente, embora haja uma série de outras opções de biocombustível no setor naval. Estes incluem biodiesel (a partir de óleo de colza ou lignocelulose), óleo combustível biológico (a partir

¹⁵⁸ World Maritime News - AIDANova Bunkered with LNG during Maiden Call in Tenerife. [Consult. a 12 fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://worldmaritimeweb.com/archives/267152/aidanova-bunkered-with-lng-during-maiden-call-in-tenerife/>.

¹⁵⁹ Seatrade Cruise News – AIDANova maiden call at LNG-ready Tenerife Cruise Terminal. [Consult. a 25 fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.seatrade-cruise.com/news/news-headlines/aidanova-maiden-call-at-lng-ready-tenerife-cruise-terminal.html>.

¹⁶⁰ Gascan – Proyectos. [Consult. a 3 março de 2019]. Disponível <http://www.gascan.es/web-es/proyectos>.

¹⁶¹ Gas Infrastructure Europe, op. cit.

¹⁶² Para mais informação Internacional Maritime Organization, pp.71-77.

¹⁶³ Fevre, C., op.cit., p. 7.

de óleo de colza), bio-hidrogênio e bio-metanol (ambos de lignocelulose ou biomassa de madeira)”¹⁶⁴.

Todos os estudos das diferentes entidades, aqui largamente citadas, apresentam diferentes cenários, e a diferença intra e inter estudos é grande. Contudo, é razoável inferir que tão provável quanto o GNL ser um combustível marítimo a prazo é o fato de ser uma opção no curto prazo. A maior ou menor força dessa opção, num setor em que o combustível representa 60% a 80% dos custos operacionais, dependerá em muito do preço. A maior ou menor duração do prazo dependerá da evolução tecnológica.

3. A vantagem competitiva de Portugal

Na formulação da Resolução de Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro, a localização de Portugal “no meio das principais rotas comerciais mundiais” e “no centro das principais rotas de navegação” confere-lhe “condições privilegiadas para a realização de bunkering da maioria dos navios que circulam pelos canais de Suez e do Panamá” e “as condições de mercado ao nível da disponibilidade e do contexto regulatório (...) são particularmente favoráveis” à opção GNL.

A frota de navios com propulsão a GNL, ainda, é muito reduzida, no entanto tem evoluído rapidamente nos últimos dois, três anos. Num estudo publicado, ainda, em dezembro de 2015¹⁶⁵, a Comissão Europeia, estima para 2030, num cenário conservador - sem crescimento económico e com o preço do LNG relativamente alto - 120 a 500 navios a GNL podendo-se chegar, em condições ótimas, aos 3200 a 5500 navios. O estudo não abrangeu navios de cruzeiro, onde a frota de LNG é mais elevada, ainda assim é, obviamente, um nível de incerteza muito elevado, com um crescimento potencial a variar, entre 1% e 50% da atual frota.

Menos de quatro anos volvidos, e a mais de uma década de distância de 2030, já estamos acima do limite inferior, com 143 navios a GNL em operação,

¹⁶⁴ Fevre, C., op.cit.,p. 20.

¹⁶⁵ European Commission, op. cit.

incluindo navios de passageiros, e mais 135 encomendados. Em termos de tonelagem, a percentagem de navios com propulsão a GNL, subiu de 1,4% em 2010 para 5,7% em 2017 e ultrapassará os 13,5% em 2018¹⁶⁶. Tão ou mais interessante que o crescimento quantitativo é a diversificação, dado que a propulsão a GNL começa a ser utilizada em todo o tipo de navios, incluindo navios de maiores dimensões, como porta-contentores e petroleiros e navios tanque, a representarem, em meados de 2018, praticamente 10% e 20%, respetivamente, do total dos navios em serviços e em construção com propulsão a GNL¹⁶⁷.

	In Operation	Under construction	Proportion of total fleet	Potential LNG consumption (‘000 tonnes)
Container	3	21	0.48%	251.8 to 609.3
Oil + Chemical tanker	10	33	0.40%	176.9 to 553.2
Bulk carrier	3	3	0.06%	24.6
Ferry & ro-ro	41	25	0.98%	149.8 to 466.9
General cargo	4	2	0.05%	7.2
Liquefied gas tanker	18	0	1.07%	135.2
Service/tug/psv	31	9	0.13%	16.3
Cruise	0	18	4.82%	463.9 to 1,154.7
Vehicle	2	2	0.49%	31.1
Other	9	17	0.12%	16.4
Total	121	135	0.26%	1,273 to 3,015

Figura 12 – Navios com propulsão a GNL em 2018. Fonte: Fevre, Chris N LE, p.13.

Estes números mais recentes da frota de navios com propulsão a GNL, valida aquelas que já eram comumente apontadas como as premissas mais favoráveis ao GNL como combustível marítimo. A maior taxa de penetração do GNL verifica-se nos cruzeiros, navios que reúnem uma série dessas premissas: passam muito tempo em porto onde a exigência em termos de impactes ambientais é maior, incluindo ruído; rotas regulares e escalas frequentes, facilitam abastecimento e respetivo planeamento, particularmente importante, nesta fase, onde a infraestrutura não está completamente disseminada;

¹⁶⁶ Fevre, C., op. cit.

¹⁶⁷ Fevre, C., op. cit.

elevados níveis de utilização com consumo energético constante, impede que existam grandes perdas por “boil off”; muito intensivos em energia. Em média a fatura energética representa 60% a 80%¹⁶⁸ dos custos operacionais de um navio e esta pode muito bem ser uma das razões que motivou o crescimento da propulsão a GNL nos petroleiros e porta contentores.

As premissas atrás sugerem que, além dos navios que se movimentam nas ZCEs, ferries e navios de cruzeiro como setores de potencial crescimento da propulsão a GNL.

Hoje, a Galp¹⁶⁹ com parques de bancas em Sines, Leixões e Lisboa e 3 barcaças assegura o abastecimento dos navios que escalam Portugal, 2644 em 2018, o que representou um aumento de 54% relativamente a 2017 e um total de 850KTons de combustível. De realçar que destes, menos de 10% escalaram Portugal especificamente para abastecer, e v230 que consumiram 115Ktons de combustível.

A Resolução aponta para que sejam criadas condições em terra (onshore) e/ou em mar (offshore) para abastecimento GNL nos portos de Viana do Castelo, Leixões, Aveiro, Figueira da Foz, Lisboa, Setúbal, Sines e Portimão. Além de avaliar oportunidade de “reexportação” e utilização deste combustível nas ligações entre as ilhas e o continente¹⁷⁰. Ainda assim, remete para a realização de um Plano Estratégico para a Infraestrutura Marítimo-Portuária de GNL, com os seguintes focos principais: “1) identificação dos portos portugueses em que deverão ser instaladas e/ou reforçadas as capacidades de bunkering onshore (upload e download de GNL), para finalidades de reexportação e abastecimento de navios a GNL; 2) elaboração de um comparativo de competitividade entre as soluções tecnológicas de bunkering onshore vs. offshore, segundo as atividades de reexportação e abastecimento de navios a GNL; 3) elaboração de um plano de captação de investimento privado para realizar capacidade de bunkering; 4)

¹⁶⁸ Fevre, C. op. cit.

¹⁶⁹ Roque, José Carlos Laia – Climate Change, Galp – Wholesale – Marine Business. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Óbidos.

¹⁷⁰ Faria, Duarte Lynce – Sines’ Strategy for LNG. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Óbidos.

definição das metas e objetivos em conformidade com a Diretiva n.º 2014/94/CE; 5) identificação das diferentes medidas (legais, políticas, I&D, etc.) para atingir as metas e estimar custo”.

O projeto CORE-LNGas, cofinanciado pelo CEF-Transportes 2014 e coordenado pela Enagás, com o objetivo de realizar uma série de estudos e testes-piloto, tanto em termos técnicos como económicos, para averiguar da viabilidade de uma cadeia logística integrada de GNL como combustível marítimo na Península Ibérica¹⁷¹. No relatório final Core LNGas Hive para o Corredor Atlântico¹⁷² pode ler-se que “realisticamente, a procura calculada em todos os portos será agrupada e redistribuída para um número limitado de portos servindo como um *hub* de abastecimento para a região, assegurando que há procura suficiente para justificar os investimentos iniciais¹⁷³”. Ou, ainda que, para efeitos de cálculo da procura em termos teóricos, o atual padrão de bancas seja replicado e a taxa de penetração GNL fosse igual em todos os portos a proliferação de pequenas instalações de bancas em terra tornaria todo o modelo inviável pelos preços a praticar. A transposição deste racional para o Corredor Atlântico, resulta em 3 *hubs*, Sines em Portugal e dois em Espanha, na Galiza e Golfo da Biscaia¹⁷⁴.

As empresas que atualmente abastecem os navios de combustível na Península Ibérica são da opinião que, em larga medida, a *“infraestrutura e as práticas futuras de fornecimento de GNL serão as mesmas dos combustíveis tradicionais”*¹⁷⁵. Os navios maiores usarão o “*feeders*” e o método camião-cisterna-navio continuará a ter alguma penetração para embarcações mais pequenas. Mais concretamente e ainda partilhando a opinião predominante dos operadores de bancas os *“portos principais terão uma instalação de armazenamento de pequena escala. Estes portos serão fornecidas por navios carregados nos terminais de GNL ou através de instalações de regaseificação existentes. As infraestruturas de regaseificação atuais têm capacidade suficiente para fornecer o volume necessário”*. Um entrevistado enfatizou que uma planta

¹⁷¹ Para saber mais consultar <http://corelngashive.eu/en/>.

¹⁷² DNV GL (a), op. cit.

¹⁷³ DNV GL (a), op. cit., p.13.

¹⁷⁴ DNV GL (a), op. cit.

¹⁷⁵ DNV GL (b), op. cit.

de regaseificação média, também, é necessária nos principais grupos de ilhas. O abastecimento pode ser feito por barcas, diretamente do terminal, camião-a-navio ou uma combinação de ambos”¹⁷⁶.

4. Análise crítica

A disponibilidade de bancas de GNL, até 2025, em Sines, Lisboa e Leixões, portos da rede base de transportes é, antes de mais, um requisito da Diretiva n.º 2014/94. De fato, a utilização de GNL como combustível marítimo é largamente incentivada pela UE e, no imediato, há boas razões para isso, dado que o GNL dá resposta aos requisitos IMO 2020, e não há de momento soluções não-fósseis disponíveis.

Efetivamente, após anos de grande resistência e incerteza começa a haver um maior investimento, tanto do lado da oferta, em infraestruturas de regaseificação e soluções de abastecimento, como do lado da procura, em navios e com destaque para embarcações de pequeno porte e tráfegos regulares.

Tudo parece indicar para que, no curto médio prazo, o GNL prevaleça enquanto combustível em rebocadores, barcas, balsas, navios cruzeiro. Tal já não é evidente para embarcações de grande porte ou de tráfego irregular o que leva à diminuição da relevância posição geoestratégica de Portugal, isto já assumido que iria existir um desvio de rota para abastecimento em Portugal o que hoje só acontece marginalmente.

Adicionalmente e não menos importante não pode ser descurado o fato de, também aqui, o GNL ser uma solução a prazo por não cumprir os requisitos da IMO 2050. Assim, parece prudente que o investimento para dotar Sines, Lisboa e Leixões seja também ele feito numa perspetiva de curto médio prazo.

¹⁷⁶ DNV GL (b), op. cit.

Capítulo III

Portugal como Plataforma de GNL

1. Análise SWOT

Durante o processo de investigação e de preparação da presente dissertação, foram efetuados vários contactos e entrevistas com os principais atores no domínio do GNL e do transporte marítimo, no sentido de obter informação junto dos principais agentes dados sobre os principais aspetos e desafios que afetam este importante sector e que não resultam da bibliografia e documentação reunidos.

Neste sentido, foram contactadas pessoas ligadas à administração central do Estado, em especial no sector marítimo-portuário, às administrações portuárias, aos operadores marítimos e portuários, armadores, representantes de empresas de bancas, aos operadores de infraestruturas e logística, e ainda a sociedades de risco.

Houve ainda a oportunidade de participar em várias conferências, seminários e encontros dedicados ao GNL e ao transporte marítimo.

Todas estas etapas da investigação contribuíram para enformar a análise e as propostas que resultam da presente dissertação, relativamente ao possível valor estratégico do GNL para Portugal e em especial para o Porto de Sines.

Uma vez que a Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro, apresenta uma análise SWOT para sustentar estratégia para a competitividade portuária no seu todo, começa-se por aplicar o mesmo tipo de análise especificamente para Portugal, como plataforma de GNL e sintetiza-se, assim, os resultados da investigação para cada um dos objetivos apresentados na Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro: “reexportação” GNL e bancas GNL.

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> • Requisito legal por via da Diretiva de combustíveis alternativos (B) • Vontade política nacional e da UE, materializada em fundos da última (B) • Aumento da oferta GNL (A) • O gás é o menos poluente das energias fósseis (A) <ul style="list-style-type: none"> • Cumpre requisitos IMO 2020 (B) • Inexistência combustíveis navais não fósseis no momento (B) • Experiência bem sucedida de gasoduto virtual entre o continente e a Madeira¹⁷⁷ (O) • <u>“Lisboa como destino turístico de excelência e para a afirmação da atividade cruzeirista”</u> (B) 	<ul style="list-style-type: none"> • Natureza fóssil do gás torna-o uma opção a prazo (A) <ul style="list-style-type: none"> • Procura gás estável na europa e previsível declínio (R) • Não Cumpre requisitos da IMO 2050 (B) ou, • Neutralidade carbónica (R) • Península Ibérica é uma ilha energética (R) • Impacte ambiental da produção de gás não convencional é provavelmente superior ao da produção tradicional (A) • Equilíbrio difícil entre necessidade de investimento e natureza transitória do gás (A) • Natureza perecível do GNL torna a operação logística complexa (B) • Inexistência de economia de escala (B)
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> • Aproximação do fim dos contratos take –or - pay (O) • Descomissionamento das Centrais do Pêgo e de Sines (O) 	<ul style="list-style-type: none"> • Opinião pública crescentemente exigente com questões ambientais (A) • <u>“Condições de competitividade cada vez mais exigentes, tanto do setor</u>

¹⁷⁷ Desde 2014, a Central Termoeleétrica da Vitória é alimentada por uma operação de GNL de ‘pequena escala’, o denominado ‘gasoduto virtual’, que na prática consiste no transporte de GNL em contentores criogénicos a partir do continente. Já foram movimentadas deste modo mais de 100.000¹⁷⁷ toneladas, estando atualmente em operação 53 contentores criogénicos, regaseificados à chegada por uma unidade autónoma. Mais informação em <http://www.gruposousa.pt/gaslink/>

<ul style="list-style-type: none"> • Não há um combustível naval do futuro à combinação de diferentes combustíveis (B) • Concretização do “one belt one road” (B) • Navios tendencialmente mais baratos e tempos de vida mais curtos (B) • Aumento do tráfego fluvial no Tejo e no Douro (B) • Brexit poderá retirar competitividade a Gibraltar (B) • Possibilidade de utilizar a mesma infraestrutura para hidrogénio (A) • Reservas de gás na bacia atlântica e na lusofonia (A) 	<p><u>portuário europeu, como também da região do Magrebe” (B)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Chegar tarde a uma oportunidade já de si com um horizonte temporal curto (A) • Baixa de preços MGO (B)
<p>Legenda: A sublinhado encontram-se os pontos em que a análise apresentada é coincidente com a da Resolução, e em cada um dos pontos assinala-se qual dos objetivos, Reexportação GNL (R) ou Bancas de GNL (B), influencia ou ambos. Como “Outro” (O) são classificados os pontos que não impactam diretamente os principais dois objetivos da Resolução n.º 175 /2017</p>	

Tabela 2 - SWOT

Da análise SWOT resulta que,

- Nas atuais condições, a “reexportação” de GNL a Sines para o resto da UE, ainda que possível, não parece que venha a ser significativa em volume ou prolongado no tempo.

- (Por outro lado) as oportunidades de crescimento da procura interna de GNL vão além da do mercado das Regiões Autónomas, identificada na Resolução n.º175/017. Uma vez que na próxima década convergem o fim dos contratos de fornecimento de gás com a Nigéria e a Argélia¹⁷⁸ e o descomissionamento das Centrais do Pêgo e Sines.

- As bancas de GNL, são antes de tudo um requisito legal, têm de ser ponderadas função das economias de escala e à luz dos constrangimentos de

¹⁷⁸ Ver página 22 deste trabalho

armazenagem do GNL, num horizonte temporal que se sabe de curto/médio prazo.

- A este respeito, não é, ainda, claro se e em que medida o *Brexit* o poderá afetar as operações em Gibraltar mas parece abrir-se, aqui, uma clara janela de oportunidade para portos “vizinhos” ganharem mercado ao maior porto de bancas do mediterrâneo¹⁷⁹.

- Com potencial para ter um impacto também significativamente muito positivo, em termos de volume em Sines, é a iniciativa “*one belt one road*”.

- Neste curto/médio prazo, o GNL posiciona-se efetivamente como um combustível alternativo e com um elevados índices de penetração em embarcações de pequeno porte escalas regulares.

- Seja como for não haverá mais uma solução única, um combustível único, como tal é contraproducente esperar por uma definição para avançar porque o mais provável é que esta não chegue.

Até porque mais do que um requisito legal as bancas de GNL são uma condição de competitividade portuária e como identificado pela resolução, há “*condições de competitividade cada vez mais exigentes, tanto do setor portuário europeu, como também da região do Magrebe*”. Assim, importa agir já para aproveitar esta oportunidade em concreto.

2. Proposta

A jusante da Resolução n.º 175/017 é referido em diferentes fóruns o *LNG Road Map* que é suposto concretizar a visão adotada pela Resolução.

Com um investimento total de 130 milhões de euros em infraestruturas¹⁸⁰, propõe-se a utilização do GNL para “descarbonizar as ligações marítimas entre

¹⁷⁹ DNV GL (a) – Op Cit, p.15

¹⁸⁰ Revista Cargo - Evento ‘Med Atlantic Ecobonus’ abriu caminho a «sistema de incentivos para promover o Green Shipping», afirmou Rúben Eiras. [Consult. 5 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://revistacargo.pt/evento-med-atlantic-ecobonus-abriu-caminho-a-sistema-de-incentivos-para-promover-o-green-shipping-afirmou-ruben-eiras/>.

o Continente e os nossos arquipélagos dos Açores e da Madeira” (o que) ajudará a criar um mercado interno sustentável» e; “explorar a importância do Porto de Sines enquanto *hub* de GNL, não apenas para o comércio global, mas especialmente como alternativa ao comércio tradicional na Europa, ajudando a criar a construir uma parceria transatlântica entre os EUA e a União Europeia”.

A este propósito não traz propriamente novidades, para além de dar uma maior ênfase à descarbonização das ligações marítimas com os arquipélagos dos Açores e da Madeira, que vai ao encontro da análise anteriormente apresentada. O objetivo é capacitar garantir bancas de GNL em 5 portos¹⁸¹, juntando dois portos insulares nos Açores e Madeira, aos portos da rede base, Sines, Lisboa e Leixões.

Considerando que,

- A mudança do combustível só por si não altera o comportamento da procura e hoje só cerca de 10% dos navios que abastecem em Portugal escalam Portugal especificamente para bancas.
- Do lado da procura, a localização é condição necessária mas não suficiente, atrair navios especificamente para bancas requer elevados níveis de eficiência no abastecimento combustível e todos outros serviços ao navio.
- (Contudo) Do lado da oferta não é sequer tecnicamente viável ter uma infraestrutura de regaseificação ou armazenagem em cada porto.
- O método terminal-a-navio dificilmente seria suficientemente versátil e implica que navio pare a operação e se movimente especificamente para abastecer
- A armazenagem em pequenas quantidades só faz sentido em rios e/ou para pequenos navios

¹⁸¹ Commission Staff Working Group- SWD (2017) n.º 365 final 3/3, Op Cit, pp 216-224.

O método de abastecimento será preferencialmente navio-a-navio. Haverá um porto principal a partir do qual será distribuído, primordialmente, por barça e de forma acessória, para pequenas quantidades, por camião para os restantes.

Assim, propõe-se, para as bancas de GNL em Portugal, um modelo que tem Sines como porto principal, capacitando-o de um *jetty* para abastecimento de GNL pequena escala a navios em trânsito e barça de abastecimento. Esta barça replicaria depois o atual modelo de bancas no GNL, nomeadamente nos cruzeiros. Função do tráfego fluvial regular no Tejo com propulsão a GNL, poder-se-ia justificar uma instalação de armazenagem em Lisboa, servida pela referida barça ou camião.

É uma abordagem mais conservadora que a do governo português mas, em rigor, permitiria cumprir os requisitos da Diretiva de Combustíveis alternativos e posicionar rapidamente os portos Portugueses no mercado de bancas GNL.

Fator crítico de sucesso para este modelo ou qualquer outro, como é natural uma economia de mercado é o envolvimento dos privados. Desde logo, do lado da oferta: da REN Atlântico, que seria responsável por realizar o investimento em Sines¹⁸², cujo horizonte temporal não é indiferente com impactos na competitividade do terminal e; da empresa de bancas.

Se é certo que os armadores e operadores marítimos nacionais são diminutos, num negócio emergente também do lado da procura o envolvimento dos privados é fundamental. Se Lisboa conta já com um número muito significativo de embarcações de cruzeiro e como tal um mercado muito interessante para GNL, esta oferta tornar-se-á ainda mais competitiva se juntarem outros

¹⁸² Não está previsto qualquer investimento desta natureza no Plano de Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNIAT. Disponível em http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/62_1_PDIRGN2017/Documento%20Consulta%20P%C3%BAblica_Final%20Capa.pdf e em [https://www.ren.pt/files/2019-01/2019-01-04183942_4c65f7f1-2e56-4968-a1af-585420fa64e0\\$\\$f7ccbca3-1839-4b33-af32-24602a9b0fd3\\$\\$93a07813-007f-4bff-a64c-2a639412c9a2\\$\\$file\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2019-01/2019-01-04183942_4c65f7f1-2e56-4968-a1af-585420fa64e0$$f7ccbca3-1839-4b33-af32-24602a9b0fd3$$93a07813-007f-4bff-a64c-2a639412c9a2$$file$$pt$$1.pdf) [Consult. 21 de janeiro de 2019].

operadores de tráfego fluvial, nomeadamente e com grande destaque o tráfego resultante do aeroporto do novo aeroporto do Montijo. O mesmo se aplica, ainda que numa escala mais reduzida, ao Douro.

Relativamente aos Açores e Madeira, mais interessante que as bancas GNL, parece ser a oportunidade de alargar modelo o gasoduto virtual, promovendo a substituição energética. Também, neste caso, o envolvimento dos privados, mais provavelmente, do atual operador, é fundamental.

Conclusão

Este trabalho propôs-se a averiguar da viabilidade de transformar Portugal numa plataforma de GNL, mais especificamente da “reexportação” e bancas de GNL.

A “reexportação de GNL” a partir de Sines para o resto da EU não será sem ligações por gasoduto ao resto da Europa muito significativa. De fato, ainda que a energia tenha estado na génese do projeto europeu, o mercado interno da energia, continua inacabado.

De qualquer forma, a natureza transitória do gás desaconselha grandes investimentos nesta área. No contexto atual, é muito mais interessante pensar como pode Portugal, líder das energias renováveis, com condições naturais únicas e uma das maiores plataformas continentais do mundo, contribuir para a transição energética da União. Esta é a primeira pista para investigação futura que resulta desta investigação.

Já as bancas de GNL afiguram-se como uma oportunidade real, com potencial para contribuir efetivamente para a competitividade dos portos Portugueses. E a solução a implementar é relativamente simples: replicar o atual modelo de bancas para o GNL.

Contudo, exige ação imediata. Não só por ser um requisito legal até 2025 mas, e essencialmente, por razões de mercado e competitividade - O risco de chegar demasiado tarde a um negócio já por si de horizonte temporal curto é inviabilizar o investimento no seu todo.

O próximo e urgente passo é, então, atrair os privados para esta oportunidade, o que na atual conjuntura, com financiamento da UE disponível para o efeito, deveria ser fácil. A realidade é distinta. Publicamente fala-se muito em GNL e em Sines mas “o dilema do ovo e da galinha” permanece e, ao contrário de outros

portos europeus concorrentes, não há ainda uma oferta de bancas de GNL em Portugal.

Está, assim, encontrada a segunda pista para investigação / ação futura como trazer rapidamente privados a investir bancas GNL e concretizar esta oportunidade.

Da investigação saíram, ainda, outras duas pistas para investigação futura que poderão também contribuir para a atratividade das bancas de GNL, a saber:

- As sinergias no quadro da Lusofonia, apontadas como um ponto forte pela Resolução n.º 175/2017 n.º 24 novembro de 2017 e no âmbito desta investigação consideradas uma oportunidade. Será possível utilizar reservas de gás do Brasil, Angola e Moçambique? Poderá haver sinergias entre operadores? Transferência de conhecimento?

- O hidrogénio, que papel vai desempenhar no futuro? Dada a sua natureza igualmente gasosa, é admissível pensar que quem domine a tecnologia do gás esteja em melhor posição para implementar o hidrogénio se este se impuser como uma solução neutra em carbono e eficiente.

Conclui-se que, no imediato, a oportunidade existe ao nível das bancas de GNL, assim deixemos de nos ofuscar por megaprojetos e saibamos agarrá-la.

Bibliografia

- Baatz Et al. – Maritime Law. Fourth Edition. Informa Law from Routledge. 2018.
ISBN 978 – 138 – 10483-9. Pps 380-438.
- Chiodi, A. et al. - Unconventional oil and gas resources in future energy markets: A modelling analysis of the economic impacts on global energy markets and implication for Europe. Luxembourg Publications. 2016.
Disponível em:
http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916_kj1a28275enn.pdf.
- De Sousa, E. Caetano - Como o Gás se Move no Sistema Internacional.
Lisboa: Chiado Books. 2018.
- Direção Geral de Energia e Geologia - Energia em Portugal 2016. Julho de 2018, Versão 03-07-2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em
<http://www.dgeg.gov.pt/>.
- Direção Geral de Energia e Geologia - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2017-2030 (revisto). Portugal, maio de 2018. [Consult. 19 de julho de 2018].
Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- DNV GL (a) - Consolidation Top down and Bottom up Analysis. [Consult. a 18 junho de 2018]. Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Consolidation-Top-Down-Bottom-Up.pdf>.
- DNV GL (b) - LNG Market Study: Bottom Up Analysis. [Consult. 18 junho de 2018] Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Bottom-Up-Analysis.pdf>.
- DNV GL (c) - Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018.
[Consult. a 18 março de 2019]. Disponível em
<https://eto.dnvgl.com/2018/download>.

- Eiras, Ruben Maciel Correia Ribeiro - Política de segurança energética: o potencial da cooperação estratégica entre Portugal e Brasil no período 2008-2012. Junho 2015. Tese Doutorado. ISBN: 978-989-8876-28-7. <http://hdl.handle.net/10071/13716>.
- ERSE – Erse ANALYSIS OF STEP INVESTMENT REQUEST 2018. Janeiro de 2019. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/documentoserse/ErseDocs/Attachments/684/ERSE%20analysis%20to%20STEP%20Request%202018.pdf>.
- European Commission - Quartely Report on European Gas Markets: Market Observatory for Energy. Volume 10, (issue4; fourth quarter of 2017). B1049 Brussel – Belgium. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2017_final_20180323.pdf.
- European Commission - Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe. 2018. ISBN 978-92-79-68070-0. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo_vadis_executive_summary_16feb18.pdf.
- European Commission – *Study on the Completion of an EU Framework on LNG-fuelled Ships and its Relevant Fuel Provision Infrastructure. Lot 3. Analysis of the LNG market development in the EU*. Bruxelas, 2015. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/2015-12-lng-lot3.pdf>.
- Eurostat - Appssso Eurostat ec Europa. Simplified Energy Balances- Annual data. (8 de Junho de 2017). Disponível em: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_100a&lang=en
- Fevre, Chris N LE- A Review of Demand Prospects for LNG as a Marine Transport Fuel. OIES PAPER: NG 133. The Oxford Institute for Energy Studies. Junho 2018. ISBN 978-1-78467-114-3. Disponível em: <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a->

[3b87d9b234be/download_file?file_format=pdf&safe_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type_of_work=Working+pape](https://www.3b87d9b234be/download_file?file_format=pdf&safe_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type_of_work=Working+pape).

Gala, Francisco Briosa - *O fornecimento de gás natural à União Europeia questões de segurança energética* . 2013. Coimbra : Coimbra Editora.

Gas Infrastructure Europe – LNG Map 2018. [Consult. 13 de fevereiro de 2019].

Disponível em:

https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE_LNG_2018_A0_1189x841_FULL.pdf.

Internacional Gas Union(IGU) . (março de 2017). Enabling Clean Marine Transport. Disponível em : <https://www.igu.org/publication/7073/31>

Interministerial Group for Coordination of the National Action Framework for Alternative Energy in Transport - National Action Framework for Alternative Energy in Transport, Market Development and Development of Alternative Fuels Infrastructures. Outubro 2016. Disponível em <https://industria.gob.es/es-ES/Servicios/Documents/national-action-framework.pdf>,

Internacional Maritime Organization - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016. [Consult. 25 de maio de 2019]. Disponível em: www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf.

International Energy Agency (a) - GAS 2017: Analysis and Forecast to 2022. France: IEA/OECD. [Consult. 11 maio de 2018]. Disponível em <https://webstore.iea.org/market-report-series-gas-2017>.

International Energy Agency - Global Gas Security Review 2018: Meeting Challenges in a Fast Changing Market. [Consultado a 2 março de 2019]. Disponível em <https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2018>.

International Energy Agency (b) - World Energy Outlook 2017: Executive Summary. France: IEA/OECD. Novembro 2017. [Consult. 11 de maio de 2018] Disponível em: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf>.

- King & Spalding - LNG in Europe 2018. An Overview of LNG Import Terminals in Europe. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152.
- McKinsey & Company - Global Gas & LNG Outlook to 2035: Energy Insights. September 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/solutions/energy-insights/global-gas-lng-outlook-to-2035/download-global-gas-lng-outlook>.
- Merk, O. - Shipping Emissions in Ports (Discussion Paper 2014). OECD/ITD, 2014. [Consult. a 7 de março]. Disponível em: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/dp201420.pdf>.
- Moniz, E. J. et al. – The Future of Natural Gas: An interdisciplinary Mit Study. The Future of Natural Gas. Massachusetts Institute of Technology. 2011. ISBN (978-0-9828008-3-6). Disponível em: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas.pdf>.
- Pereira, Tânia Carvalhais et al. – Temas de Direito Aduaneiro. Edições Almedina. Janeiro 2014. ISBN 978 – 972 – 5485- 8. pp. 41-84
- Pirani, S. - Russian gas transits through Ukraine after 2019: the options. The Oxford Institute for Energy Studies. November 2018. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-ukraine-2019-options/>.
- Portugal Gov. - Programa Nacional de Investimentos 2010. . [Consult. 13 de março de 2019]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=7b3924d4-d1e1-4db9-a5fb-453bc94baf01>.
- REN - Brochura Institucional. 2018. [Consult. a 12 fevereiro. Disponível em: [https://www.ren.pt/files/2018-06/2018-06-20162752_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$\\$7f9418dd-edb5-46a7-8aa3-469ff72273e4\\$\\$File\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2018-06/2018-06-20162752_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd$$7f9418dd-edb5-46a7-8aa3-469ff72273e4$$File$$pt$$1.pdf).

- Roque, José Carlos Laia – Climate Change, Galp – Wholesale – Marine Business. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Òbidos.
- Shell – Shell LNG Outlook 2018. [Consult. 23 de Junho 2018] Disponível em <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>.
- Song, Dong-Wook e Panayides, Photis M. – Maritime Logistics – a Guide to Contemporary Shipping and Port Management. Second Edition. 2015. ISBN 978–0– 494– 7268-9
- Strategy, D. f. (2018 de março de 29). Uk- Energy statistics 2017 and Q4 2017. Disponível em : <https://www.gov.uk/government/news/uk-energy-statistics-statistical-release-march-2018>
- Tian, L. Zhongmin, W., Krupnick, A. e Liu, X. - Stimulating Shale Gas Development in China: A Comparison with the US experience. Washington, DC. 2014. [Consult. 31 de Maio de 2018] Disponível em <http://www.rff.org/research/publications/stimulating-shale-gas-development-china-comparison-us-experience>.
- Wilson, G. e Stafell, I. - Rapid fuel switching from coal to natural gas through effective carbon pricing. The University of Sheffield. [Consult. 14 de junho 2018]. Disponível em: <http://eprints.whiterose.ac.uk/127309/>.

Legislação

- COM (2017) 652 final, de 8 de agosto
- COM (2007) 1 final, de 10 de janeiro
- COM (2016) 49 final, de 16 de fevereiro
- COM (2015) 80 final, de 25 de fevereiro
- COM (2014) 520 final, de 23 de julho

COM (2014) 330 final, de 28 de maio

COM (2014) 0015, de 22 janeiro

COM (2013) 169 final, de 27 de março

COM (2011) 539, de 7 de setembro

COM (2010) 639 final, de 10 de novembro

Conclusões da Presidência, de 9 março de 2007

Decisão EUMM Geórgia/2/2011/, de 14 de setembro de 2011

Decisão n.º 1364/2006/CE, de 6 de setembro

Declaração conjunta UE-EUA, de 25 de julho

Diretiva (UE) 2016/802, de 11 de maio

Diretiva n.º 2014 /94, de 22 de outubro

Diretiva n.º 2012/27/UE, de 25 outubro

Diretiva 2012/33/EU, de 21 de novembro

Diretiva 2009/119/CE, de 14 de setembro

Diretiva n.º 2006/67/CE, de 24 de julho

Diretiva 2005/33/CE, de 6 de julho

Diretiva n.º 2004/67/CE, de 26 de abril

Proposta de Resolução 2016/2059 (INI)

Diretiva 1999/32/CE, de 26 de abril

Diretiva 93/12/CEE, de 23 de março

Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março

Regulamento (UE) n.º 1938/2017, de 25 de outubro

Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de abril

Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 28 de outubro

Regulamento (CE) 715/2009, de 13 de julho

Regulamento (CE) n.º 713/2009, de 13 de julho

Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho

Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho

SWD (2017) 365 final, part 3/3, de 8 de novembro

Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro

Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho

Resolução Conselho de Ministros n.º 106/2006, de 23 de agosto

Resolução A 1111 (30)

Páginas Web

BP - Energy economic, Energy Outlook 218 Edition. [Consult. 31 de Maio de 2018]. Disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy - UK Energy Statistics, 2017 & Q4 2017, Statistical Press Release, 29 march 2018, [Consult. 16 de junho de 2018]. Disponível em <https://www.gov.uk/government/news/uk-energy-statistics-statistical-press-release-march-2018>.

European Commission – Press Release Database. 2017, [Consult. a 13 de fevereiro de 2019]. Disponível em: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-1280_en.htm.

Eurostat (a) - Energy Consumption. [Consult. 8 de junho de 2017. Disponível em: <https://ec.europa.eu/eurostat/en/news/news-releases>.

Eurostat (b) - Energy production and imports. [Consult. 9 de julho de 2018]. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Production_of_primary_energy_decreased_between_2006_and_2016.

Eurostat (c) – Newsrelease. Energy Consumption 2017 26/2019. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em <https://ec.europa.eu/eurostat/en/news/news-releases>.

Eurostat (d) - Statistics Explained. Energy production and Imports. Julho 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Production_of_primary_energy_decreased_between_2006_and_2016.

Galp Gás Natural Distribuição. Monitorização do gás natural. Lisboa: Galp Gás Natural Distribuição, S.A. [Consult. 7 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://galpgasnaturaldistribuicao.pt/Centro-de-Informa%C3%A7%C3%A3o/Monitorizacao-do-gas-natural>.

Gascan – Proyectos. [Consult. a 3 março de 2019]. Disponível <http://www.gascan.es/web-es/proyectos>.

Gazprom – Projects. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em: <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/3/>.

Grupo Sousa – Gáslink. [Consult. 13 de maio de 2019]. Disponível em: <http://www.gruposousa.pt/gaslink/>.

Hydrogen Europe - Hydrogen Europe's Pillars. [Consult. 10 de maio de 2019]. Disponível em: <https://www.hydrogeneurope.eu/>.

International Energy Agency (c) - What is energy security?. [Consult. a 2 março de 2019]. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/>.

Internacional Maritime Organization - Seatrade Maritime Events [Consult. em 12 fevereiro 2019]. Disponível em: http://ubm.seatrademaritimeevents.com/sulphur-cap-article/?cid=art_non_lead_Dan_con_00.

Internacional Maritime Organization - UN body adopts climate change strategy for shipping. 2018. [Consult. em 12 fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>.

Jornal de Economia do Mar – Dos Mundo do Mar. GNL: O Futuro Bate à Porta. [Consult. A 27 março de 2019]. Disponível em: <http://www.jornaldaeconomiadomar.com/5517-2/>.

Lloyd's Register - IMO GHG Strategy – What does it mean?. [Consult. a 10 março de 2019]. Disponível em: <https://www.lr.org/en/insights/articles/imo-ghg-strategy-what-does-it-mean/>.

Keller, P. - 2019 will be the Year of Acceleration for LNG as Maritime Fuel. The Maritime executive, 2019. [Consult. a 9 março]. Disponível em: <https://www.maritime-executive.com/index.php/editorials/2019-will-be-the-year-of-acceleration-for-lng-as-marine-fuel>.

Oil Price - Does Germany's LNG Strategy Make Sense?. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Does-Germans-LNG-Strategy-Make-Sense.html>.

Porto de Sines – TGN Terminal de gás natural. [Consult. a 2 março de 2019]. Disponível em: <http://www.portodesines.pt/o-porto/terminais-portu%C3%81rios/tgn-terminal-de-g%C3%81s-natural/>.

Público - Espanha e França isolam Portugal na exportação de gás para a Europa. [Consult. a 15 de fevereiro]. Disponível em: <https://www.publico.pt/2019/02/01/economia/noticia/espanha-franca-isolam-portugal-exportacao-gas-europa-1860220#gs.pk4XQwK2>.

REN – Dados Técnicos`18 – Technical Data. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: <http://www.ren.pt/pt-PT/pesquisa?pesqTxt=dados+tecnicos>.

Ren – Portugal exporta pela primeira vez gás natural através da interligação internacional de Campo Maior. [Consult. a 7 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt->

[PT/media/comunicados/detalhe/portugal_exporta_pela_primeira_vez_gas_natural_atraves_da_interligacao_internacional_de_campo_maior/](http://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/portugal_exporta_pela_primeira_vez_gas_natural_atraves_da_interligacao_internacional_de_campo_maior/).

Ren – Media. Terminal de gás liquefeito da REN em Sines recebe navio 500. 2018. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: http://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal_de_gas_natural_liquefeito_da_ren_e_m_sines_recebe_navio_500/.

Ren – Portugal exporta pela primeira vez gás natural através da interligação internacional de Campo Maior. [Consult. a 7 de fevereiro de 2019]. Disponível em: https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/portugal_exporta_pela_primeira_vez_gas_natural_atraves_da_interligacao_internacional_de_campo_maior/.

Ren – Terminal de GNL de Sines com capacidade de emissão a 100% em semanas de vaga de frio em Portugal. [Consult. a 4 março de 2019]. Disponível em: https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal_de_gnl_de_sines_com_capacidade_d_e_emissao_a_100_em_semana_de_vaga_de_frio_em_portugal/.

Reuters (a) - UPDATE 1-Germany set to have at least 2 LNG terminals – minister. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em <https://www.reuters.com/article/germany-lng/update-1-germany-set-to-have-at-least-2-lng-terminals-minister-idUSL5N2072W>.

Reuters (b) - UPDATE 1-Regulators reject France-Spain gas interconnection project. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/france-spain-gas/update-1-regulators-reject-france-spain-gas-interconnection-project-idUSL8N1ZM5DQ>.

Reuters (c) - Shades of Carter in Xi's Energy Revolution. Reuters Commodities. 17nJunho 2014. [Consult. 27 maio 2018]. Disponível em <https://www.reuters.com/article/us-column-russell-china-energy/shades-of-carter-in-xis-china-energy-revolution-idUSKBN0ES16M20140617>.

Revista Cargo - Evento 'Med Atlantic Ecobonus' abriu caminho a «sistema de incentivos para promover o Green Shipping», afirmou Rúben Eiras. [Consult. 5 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://revistacargo.pt/evento-med-atlantic-ecobonus-abriu-caminho-a-sistema-de-incentivos-para-promover-o-green-shipping-afirmou-ruben-eiras/>.

Seatrade Cruise News – AIDAnova maiden cal at LNG-ready Tenerife Cruise Terminal. [Consult. a 25 fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.seatrade->

cruise.com/news/news-headlines/aidanova-maiden-call-at-lng-ready-tenerife-cruise-terminal.html.

Shell – New LNG terminal provides cleaner energy for Gibraltar. [Consult. a 12 maio de 2019]. Disponível em: <https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/trading/news-and-media-releases/new-lng-terminal-provides-cleaner-energy-for-gibraltar.html>.

Ship Technology - LNG Bunkering Facilities around the world. [consult. a 15 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://www.ship-technology.com/features/lng-bunkering-facilities-around-the-world/>.

Timera Energy - LNG oversupply setting up 2020s squeeze. [Consult. 2 de junho 2018]. Disponível em <https://timera-energy.com/lng-oversupply-setting-up-2020s-squeeze/>.

Transportes - Gasoduto virtual de GNL ultrapassa as 100 mil toneladas. [Consult. 10 de maio de 2019]. Disponível em: <http://www.transportesemrevista.com/Default.aspx?tabid=210&language=pt-PT&id=58457>.

World Maritime News - AIDAnova Bunkered with LNG during Maiden Call in Tenerife. [Consult. a 12 fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://worldmaritimeneews.com/archives/267152/aidanova-bunkered-with-lng-during-maiden-call-in-tenerife/>.

Yamal LNG – Press Center: News. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em: <http://yamallng.ru/en/press/news/37035/>.

Outros

Faria, Duarte Lynce – Sines`Strategy for LNG. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D`Òbidos